


Fachhochschule Jena
University of Applied Sciences Jena
Fachbereich Betriebswirtschaft
Department of Business Administration

**CO₂-Emissionshandel –
Auswirkungen auf die
deutsche Energiewirtschaft**

Martin Clasing

Jahrgang 2006 / Heft 2

ISSN 1861-2806
ISBN 3-939046-02-7

Herausgeber:

Matthias-Wolfgang Stoetzer

Redaktion:

Andrea Gerlach

Fachhochschule Jena, Fachbereich Betriebswirtschaft
Carl-Zeiss-Promenade 2, 07745 Jena
Tel.: 03641.205 550, Fax: 03641.205 551

Erscheinungsort:

Jena

CO₂-Emissionshandel – Auswirkungen auf die deutsche Energiewirtschaft

vorgelegt von Martin Clasing, Fachhochschule Jena, Fachbereich Betriebswirtschaft

Zusammenfassung

Zu Beginn des Jahres 2005 startete das europäische Emissionshandelssystem. Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Auswirkungen des Emissionshandelssystems auf die deutsche Energiewirtschaft. Dargestellt und analysiert wird zunächst die europäische Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG. Danach wird auf die deutsche Umsetzung durch das Zuteilungsgesetz 2007 kritisch eingegangen. Die Studie untersucht ferner die Wirkungen des europäischen Emissionshandelssystems, der spezifischen Umsetzung in Form des deutschen nationalen Allokationsplanes sowie des Zuteilungsgesetzes 2007 auf die deutsche Energiewirtschaft. Betrachtet werden die Auswirkungen auf die Merit-Order, das Investitionsverhalten sowie die Entwicklung der Emissionsrechtspreise und der Strompreise.

Schlüsselwörter: Emissionshandel, Emissionsrechte, Emissionsrechtemarkt, Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG, nationaler Allokationsplan (NAP), Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007), Merit-Order, Kraftwerkpark, Strompreise, Strommarkt.

Abstract

In the beginning of the year 2005 the European emissions trading system started. This paper examines the resulting effects for the German energy economy. First the basic features of European Emissions Trading Directive 2003/87/EG are presented and analysed. Furthermore, the paper gives a critical description of the translation into the national law called Zuteilungsgesetz 2007. In addition this paper shows the effects of the European emissions trading system, the specific transformation as to the German national allocation plan and the Zuteilungsgesetz 2007 for the German energy economy. A closer examination deals with the effects for the merit-order, the investment behaviour and the development of the emission allowance prices as well as the energy prices in Germany.

Keywords: Emissions trading, emission allowance, emission allowance market, Emissions Trading Directive 2003/87/EG, national allocation plan (NAP), Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007), merit-order, power station park, energy prices, energy market.

JEL Klassifikation – JEL Classification System : L94 Q54 Q58 (L 94 Q 54 Q 58)

E-Mail-Adresse des Autors:

martin_clasing@web.de

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	III
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	IV
1. EINLEITUNG	1
2. DAS EU-EMISSIONSHANDELSYSTEM	2
2.1 DIE EU-EMISSIONSHANDELSRICHTLINIE.....	2
2.1.1 Ziele des Emissionshandels	2
2.1.2 Funktionsweise des Emissionshandels	2
2.1.3 Ausgestaltung der EU-Emissionshandelsrichtlinie.....	6
2.1.4 Kritische Betrachtung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie	9
2.2 DER DEUTSCHE NATIONALE ALLOKATIONSPLAN	12
2.2.1 Gesetzliche Umsetzung.....	12
2.2.2 Zuteilungsregeln für Altanlagen	13
2.2.3 Zuteilungsregeln für Twilight-Anlagen.....	14
2.2.4 Zuteilungsregeln für Neuanlagen.....	15
2.2.5 Behandlung von Kernkraftwerken und Deckelungsregelung	16
2.3 DIE UMSETZUNG DES EMISSIONSHANDELS IN DEUTSCHLAND.....	16
2.3.1 Auswirkungen des Zuteilungsgesetzes 2007.....	16
2.3.2 Analyse des Umsetzungsprozesses in Deutschland	21
3. AUSWIRKUNGEN AUF DIE DEUTSCHE ENERGIEWIRTSCHAFT.....	23
3.1 AUSWIRKUNGEN AUF DEN KRAFTWERKEINSATZ UND DIE KRAFTWERKPARKSTRUKTUR	23
3.1.1 Auswirkungen des Emissionshandels auf bestehende Kraftwerke	23
3.1.2 Veränderung der Investitionsanreize	27
3.1.3 Zusammenfassung der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und die Kraftwerkparkstruktur	31
3.2 WIRKUNG AUF DEN STROMPREIS.....	34
3.2.1 Der deutsche Strommarkt.....	34
3.2.2 Wirkung des Emissionshandels auf den Strompreis.....	35
4. FAZIT	37
LITERATURVERZEICHNIS.....	41

Abbildungsverzeichnis

Grafik 1: Verlauf der Merit-Order vor Einführung des Emissionshandels.	25
Grafik 2: Veränderung der Merit-Order bei einem Zertifikatspreis von 10 €/EUA und von 40 €/EUA.	26
Grafik 3: Verlauf des European Carbon Index 05 im Zeitraum vom 25.10.2004 bis zum 27.07.2005.	33
Grafik 4: Verlauf des VIK-Strompreisindex für Mittelspannung im Zeitraum von Januar 2002 bis Juli 2005.	36

Abkürzungsverzeichnis

AAU.....	Assigned amount unit
AtG.....	Atomgesetz
BMU.....	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CDM.....	Clean Development Mechanism
CER.....	Certified emission reductions
CO ₂	Kohlendioxid
EEX.....	European Energy Exchange
EnBW.....	Energie Baden-Württemberg AG
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz
ERU.....	Emission reduction unit
EU.....	Europäische Union
EUA.....	EU-Allowance
EWI.....	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
JI.....	Joint Implementation
KfW.....	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWh.....	Kilowattstunde
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
MW.....	Megawatt
NAP.....	Nationaler Allokationsplan
RWE.....	Rhein-Westfälische Elektrizitätswerks AG
TEHG.....	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
VIK.....	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
ZuG	Zuteilungsgesetz

1. Einleitung

Als Reaktion auf den globalen Klimawandel wurde 1997 das Kyoto-Protokoll verabschiedet, welches eine Reduktion der Treibhausgasemissionen der industrialisierten Länder anstrebt, um eine weitere Erderwärmung zu verhindern. Mit dem Ziel, die europäische Minderungsverpflichtung durchzusetzen, wurde am 1. Januar 2005 in Deutschland und den anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ein Emissionshandelssystem für Kohlendioxidemissionen eingeführt. Das europäische Emissionshandelssystem ist das weltweit erste internationale Emissionshandelssystem. Andere Emissionshandelssysteme wie beispielsweise das US-amerikanische Schwefeldioxid-Emissionshandelssystem bezogen sich bisher nur auf einzelne Staaten oder Regionen.

Von besonderer Relevanz ist der Emissionshandel in Deutschland für die Energiewirtschaft, da diese für einen Großteil der deutschen Kohlendioxidemissionen verantwortlich ist. Das vorliegende Diskussionspapier beleuchtet die Umsetzung des europäischen Emissionshandels in Deutschland und seine Wirkung auf die deutsche Energiewirtschaft. Dargestellt werden in Kapitel 2 „Das EU-Emissionshandelssystem“ die Ziele des europäischen Emissionshandels sowie dessen Funktionsweise. Der durch die europäische Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) gesetzte Rahmen des Emissionshandels wird aufgezeigt und anschließend kritisch betrachtet. In Folge wendet sich die Arbeit der spezifischen deutschen Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie durch den deutschen nationalen Allokationsplan (NAP) und insbesondere dem Zuteilungsgesetz 2007 (ZuG 2007) zu. Betrachtet werden hier die Zuteilungsregeln für Alt-, Neu- und Twilight-Anlagen sowie die Sonderregelung bei der Stilllegung von Kernkraftwerken. Im Anschluss erfolgt eine kritische Betrachtung der durch das Zuteilungsgesetz gesetzten Anreize für die betroffenen Emittenten sowie des Umsetzungsprozesses in Deutschland Kapitel 3 „Auswirkungen auf die deutsche Energiewirtschaft“ stellt die Wirkungen des Emissionshandels auf den Einsatz bestehender Kraftwerke sowie die Veränderung der Investitionsanreize durch den Emissionshandel einschließlich der spezifischen Anreize für die Energiewirtschaft auf Grund des ZuG 2007 dar. Weiter wird die daraus folgende Wirkung des Emissionshandels auf den Strompreis aufgezeigt, nachdem zuvor die Eigenschaften des deutschen Strommarktes erläutert wurden. Ein kritisches Resümee in Kapitel 4 schließt das Diskussionspapier ab.

2. Das EU-Emissionshandelssystem

2.1 Die EU-Emissionshandelsrichtlinie

2.1.1 Ziele des Emissionshandels

Aufgrund der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls und der daraus resultierenden Emissionsminderungspflicht verabschiedete die Europäische Union (EU) im Jahr 2003 die EU-Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten. Anlass dafür war, dass die ordnungsrechtlichen Regulierungen einzelner europäischer Staaten, Selbstverpflichtungen einzelner Unternehmen sowie Umweltabgaben nicht zu den gewünschten Emissionsminderungserfolgen geführt hatten (Rahmeyer 2004, S. 11). Diese Richtlinie gilt seit dem 1. Januar 2005. Zielsetzung des europäischen Emissionshandels ist es „[...] auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinzuwirken [...]“ (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 1). Hierbei beschränkt sich der Emissionshandel zunächst auf CO₂-Emissionen, um Kontrollprobleme zu vermeiden (Rahmeyer 2004, S. 11).

Insgesamt hat sich die EU durch die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahre 1997 dazu verpflichtet, ihre Emissionen bis 2012 um 8% unter die Treibhausgasemissionswerte von 1990 zu senken (Kyoto Protocol, Annex B). Im Jahr 1998 hat die EU durch das so genannte EU Burden-Sharing Agreement die Emissionsziele innerhalb der EU neu verteilt. Innerhalb dieser EU-Glocke entfällt auf Deutschland ein Emissionsminderungsziel von 21% gegenüber den Emissionswerten von 1990.

2.1.2 Funktionsweise des Emissionshandels

Um das Ziel der Treibhausgasemissionsminderung zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten erreichen zu können, wird durch die Verteilung von handelbaren Emissionslizenzen an die Treibhausgas emittierenden Unternehmen ein Emissionsrechtmarkt geschaffen. Ein Ausstoß von Emissionen, der nicht durch Emissionslizenzen gedeckt wird, ist untersagt und wird mit Sanktionen geahndet. Nach Rahmeyer (2004, S. 7) ist ein Emissionshandelssystem auf Basis handelbarer Emissionszertifikate, abhängig vom Vergabeverfahren, ein fiskalisches oder nicht-fiskalisches Instrument¹ der Emissionsregulation. Der Emissionshandel erfüllt ein politisch bestimmtes regionales oder globales Emissionsziel durch Verteilung des Emissionsrechtebudgets (cap) und dem anschließenden Handel (trade) von Emissionsrechten ökonomisch effizient sowie ökologisch effektiv. Emissionsrechte „[...] verkörpern ein

¹ Bei einer kostenlosen Vergabe der Emissionsrechte ist der Emissionshandel ein nicht-fiskalisches Instrument. Erfolgt die Verteilung der Lizenzen jedoch auf Grundlage einer Auktion, liegt ein fiskalisches Instrument vor.

vom Staat verbrieftes übertragbares Recht auf Umweltnutzung, z.B. am Gebrauch und Verbrauch von Luft“ (Rahmeyer 2004, S. 7).

Durch die Bildung des Emissionsrechtmarktes wird Unternehmen die Wahl überlassen, eigene Emissionsvermeidungsmaßnahmen zu ergreifen oder Rechte am Markt für ungedeckte Emissionen hinzuzukaufen (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 234). Unternehmen, für die es kostengünstiger ist, Emissionen zu vermeiden als auf dem Markt zusätzliche Emissionszertifikate zu kaufen, werden selbst Emissionen vermeiden und nicht benötigte eigene Zertifikate auf dem Markt veräußern. Umgekehrt werden Unternehmen, dessen Vermeidungskosten die Preise für Emissionsrechte überschreiten, Emissionsrechte am Markt hinzukaufen anstatt selbst Emissionsvermeidungsmaßnahmen zu treffen. Diese unternehmensspezifische Entscheidung ist vom Verhältnis der Marktpreise für Emissionsrechte zu den individuellen Grenzvermeidungskosten des Unternehmens abhängig (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235). Folglich richten sich Angebot und Nachfrage auf dem Emissionszertifikatsmarkt primär nach den Grenzvermeidungskosten der Emittenten (Rahmeyer 2004, S. 9). Emissionen werden durch diesen Marktmechanismus bei demjenigen Unternehmen vermieden, welches die Vermeidung am kostengünstigsten bewerkstelligen kann (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235). Unter Annahme vollkommener Güter- und Zertifikatsmärkte sowie geringer Transaktionskosten sind Emissionszertifikate als Instrument der Emissionsteuerung aus ökonomischer Sicht somit statisch effizient (Rahmeyer 2004, S. 9).

Ebenfalls führen Angebot und Nachfrage über die Höhe des Zertifikatspreises zu einer Angleichung der Grenzvermeidungskosten (Rahmeyer 2004, S. 9). Die durch die Nachfrage steigenden Zertifikatspreise zwingen den Nachfrager, auf kurz oder lang seine Grenzvermeidungskosten zu senken, um weiterhin konkurrenzfähig zu bleiben. Darüber hinaus regt der Emissionsrechtehandel zur Vermeidung der beim gegebenen Zertifikatspreis verbleibenden Restemissionen an, da die frei werdenden Zertifikate auf dem Markt gewinnbringend veräußert werden können (Rahmeyer 2004, S. 9; Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235). Demzufolge sind Emissionszertifikate, unter der Annahme vollkommener Güter- und Zertifikatemärkte sowie geringer Transaktionskosten, als Instrument der Emissionsteuerung auch dynamisch effizient (Rahmeyer 2004, S. 9). Aus ökologischer Sicht ist der Emissionshandel effektiv, da durch die festgelegte Gesamtemissionsmenge die Einhaltung des umweltpolitischen Ziels gewährleistet wird (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235).

Ob ein Emissionshandelssystem in der Praxis effizient und effektiv ist, hängt vor allem von der Ausgestaltung des Handelssystems ab. Zentrale Eckpunkte eines Emissionshandelssystems sind die Festlegung einer Gesamtemissionsmenge, die Allokation der Emissionsrechte, die Gewährleistung einer Markttransparenz sowie einer ausreichenden Marktliquidität, die Einrichtung eines Monitoring- und Registrierungssystems und die Gewährleistung der unternehmerischen Entscheidungsfreiheit:

- *Gesamtemissionsmenge*

Nach Rahmeyer (2004, S. 7) ist für die Bildung eines funktionierenden Marktes sowie eines ökologisch effektiven Emissionshandelssystems die Festlegung einer Gesamtemissionsmenge notwendig, welche die Freisetzung von Emissionen in einem bestimmten Zeitraum limitiert.

- *Allokation*

Die festgelegte Gesamtemissionsmenge, ist in Form von Emissionsrechten an die einzelnen Emittenten zu verteilen (Schafhausen 2004, S. 239). Die Verteilung der Emissionsrechte kann durch verschiedene Allokationsverfahren durchgeführt werden. Das *Grandfathering*-Verfahren verteilt die Emissionszertifikate auf Grundlage historischer Emissionen. Laut Fichtner (2005, S. 15) besteht bei dieser Methode die Gefahr, dass Markteintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer entstehen, da diese keine Referenzperiode für die Emissionsrechtezuteilung aufweisen können. Theoretisch müssten in diesem Fall die neuen Marktteilnehmer den alten Marktteilnehmern die benötigten Emissionsrechte abkaufen. Eine weitere Möglichkeit der Allokation wäre eine *Auktion* der Emissionsrechte. Im Gegensatz zum *Grandfathering* bietet eine Auktion allen Marktteilnehmern die gleichen Chancen, Emissionsrechte zu erwerben (Fichtner 2005, S. 15). Auch würde eine Auktion oder Teilauktion frühzeitig, d.h. vor Aufnahme der Handelsaktivitäten, verlässliche Preissignale in den Markt geben (Graichen/Requate 2005, S. 46). Zusätzlich vermeidet eine Auktion die schwierige Aufgabe zu entscheiden, wie viele Emissionsrechte einem einzelnen Emittenten gutgeschrieben werden. Neue Marktteilnehmer hätten bei einer Auktion die gleichen Möglichkeiten, Emissionsrechte zu ersteigern wie ältere Marktteilnehmer (Vesterdal/Svendsen 2004, S. 963). Ein weiteres Allokationsverfahren ist das *Benchmarking*. Wie beim *Grandfathering* findet beim *Benchmarking* eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten statt. Das *Benchmarking*-Verfahren nimmt eine Zuteilung der Emissionsrechte im Gegensatz zum *Grandfathering* auf Basis einer für alle Teilnehmer des Emissionshandels gleichen Bezugsgröße vor. Diese Bezugsgröße, der *Benchmark*, wird für die Ermittlung der Emissionsmenge mit einem spezifischen Emissionsfaktor multipliziert (Bode/Butzengeiger 2003, S. 290f.). Als Bezugsgröße bieten sich z.B. Produktionsmengen und die bei ihrer Herstellung entstehenden Mengen an Emissionen an. Eine Zuteilung nach dem *Benchmarking*-Verfahren bietet den Vorteil, dass Early-Action-Maßnahmen² der Emittenten berücksichtigt werden, da als die Bezugsgröße die aktuellen (geschätzten) Emissionswerte genutzt werden. Des Weiteren besteht kein Unterschied in der Behandlung von Alt- und Neuanlagen, wie beispielsweise beim *Grandfathering*. Das *Benchmarking*-Verfahren kann allerdings auch zu Wettbewerbsverzerrungen führen, wenn der *Benchmark* nicht genau das Emissionsverhalten betroffener Anlagen abbildet (Betz et al. 2003b, S. 2).

² Early-Action-Maßnahmen sind Emissionsminderungsmaßnahmen, die vor Aufnahme des Emissionshandels durchgeführt worden sind. Näheres zu Early-Action-Maßnahmen siehe S. 13.

- *Markttransparenz und Marktliquidität*

Das Handelssystem sollte die Informations- und Lenkungenfunktionen der sich herausbildenden Preise für Emissionszertifikate garantieren. Um diese Funktionen zu gewährleisten, muss es den Marktteilnehmern möglich sein, kostengünstig und schnell Handelspartner zu finden sowie den Handel mit Zertifikaten zu geringen Vermittlungs- und Abwicklungskosten durchzuführen, ohne institutionellen Begrenzungen unterworfen zu sein (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235). Eine Möglichkeit Kosten zu senken wäre es, Makler und andere Finanzdienstleister auf dem Markt zuzulassen. Diese würden durch Übernahme der Kreditrisiken der Handelspartner für eine weitere Entwicklung der Terminmärkte sorgen. Nur die durch die Allokation verursachte Knappheit von Emissionsrechten sollte die sich am Markt entstehenden Preise bestimmen, um extreme Preisschwankungen zu verhindern (Hansjürgens/Gagelmann 2004, S. 235).

Eine ausreichende Markttransparenz ist notwendig, da der erwartete Marktpreis dem Emittenten Anreize zur Emissionsvermeidung gibt. Eine weitere Voraussetzung für einen funktionierenden Markt ist gemäß Hansjürgens und Gagelmann (2004, S. 235) eine genügend große Anzahl von Teilnehmern. Der Zugang zum Markt sollte nicht eingeschränkt werden, da eine höhere Teilnehmerzahl einen liquideren Markt zur Folge hat.

- *Monitoring- und Registrierungssystem*

Eine notwendige Voraussetzung für ein funktionierendes Emissionshandelssystem ist die lückenlose Erfassung von Emissionen (Betz et al. 2003a, S. 63). Erfahrungen aus der Praxis haben gezeigt, dass ein Emissionshandelssystem nur effizient funktionieren kann, wenn die Emissionen und der Handel mit Lizenzen angemessen kontrolliert und verzeichnet werden (Peterson 2004, S. 189). Unterschieden werden direkte Messmethoden und indirekte Berechnungsmethoden (Betz et al. 2003a, S. 63). Indirekte Berechnungsmethoden ermitteln die Emissionswerte einer Anlage über den verwendeten Brennstoff, während die direkten Messmethoden die entstehenden Emissionen messen. Um die Emissionsentwicklungen der einzelnen Anlagen zu überwachen und aufzuzeichnen sowie die Transaktionen der anbietenden und nachfragenden Emittenten zu registrieren, ist ein Monitoring- und Registrierungssystem zu errichten (Schafhausen 2004, S. 239f.). Das Registrierungssystem hat zum Ziel, die gegenwärtigen Besitzer von Emissionsrechten zu identifizieren, um zu verhindern, dass Zertifikate von mehreren Unternehmen zur gleichen Zeit gehalten werden (Betz et al. 2003a, S. 58).

- *Unternehmerische Entscheidungsfreiheit*

Hansjürgens und Gagelmann (2004, S. 235) betonen die Bedeutung der unternehmerischen Entscheidungsfreiheit über die konkreten Vermeidungsoptionen. Diese Entscheidungsfreiheit kann nur gewährleistet sein, solange keine technischen Vor-

gaben aufgestellt werden oder den Unternehmen gar vorgeschrieben wird, in welcher ihrer Anlagen CO₂-Ausstöße zu vermeiden sind.

2.1.3 Ausgestaltung der EU-Emissionshandelsrichtlinie

Zentrale Eckpfeiler der europäischen Emissionshandelsrichtlinie sind die Festlegung der Emissionshandelsperioden, der Allokationsmethoden, des Teilnehmerkreises sowie die Schaffung eines Registrierungs- und Monitoringsystems, der Möglichkeit des Poolings von Anlagen und des Erhebens von Sanktionen:

- *Emissionshandelsperioden*

Durch die EU-Richtlinie werden zwei Emissionshandelsperioden geschaffen. Die erste Emissionshandelsperiode umfasst drei Jahre, d.h. von 2005 bis 2007, während die zweite fünf Jahre, von 2008 bis 2012, umfasst (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 10). Die Richtlinie verpflichtet die Mitgliedsstaaten in den Handelsperioden pro Jahr - bis jeweils Ende Februar - einen Teil der Gesamtmenge der Zertifikate zu vergeben (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 11). Im Anschluss haben die Mitgliedsstaaten sicher zu stellen, dass die Betreiber emittierender Anlagen bis spätestens Ende April eines jeden Jahres die Anzahl von Zertifikaten abgeben, die den Gesamtemissionen der Anlagen des vergangenen Jahres entsprechen (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 12). Die in einer Periode vergebenen Zertifikate sind nur in der entsprechenden Periode gültig (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 13). Laut EU-Richtlinie 2003/87/EG ist eine Übertragung – genannt *Banking* – von Emissionsrechten von einer Abrechnungsperiode in nachfolgende Abrechnungsperioden innerhalb einer Emissionshandelsperiode unbeschränkt möglich (Betz et al. 2003a, S. 62). Die Entscheidung, ob Banking zwischen der ersten Emissionshandelsperiode und der zweiten Emissionshandelsperiode (also der Übergang von 2007 in das Jahr 2008) möglich ist, obliegt den Mitgliedsstaaten (Graichen/Requate 2005, S. 45).³ Eine Übertragung von Emissionsrechten von der zweiten Handelsperiode (2008 bis 2012) in nachfolgende Perioden (entsprechend dem Kyoto-Protokoll) ist unbeschränkt möglich (Betz et al. 2003a, S. 62).

Emittenten haben die Möglichkeit, ihren Emissionsausstoß binnen einer Periode zeitlich zu optimieren, d.h. die Emissionsreduktion bzw. den Ankauf von Emissionslizenzen in die Zukunft zu verschieben. Dieses so genannte *Borrowing* – die vorzeitige Nutzung von Emissionsrechten, die erst in der Zukunft ausgegeben werden – ist möglich, indem der Umstand genutzt wird, dass die Emissionsrechte für das Folgejahr ausgeteilt werden, bevor die Zertifikate für das vergangene Jahr abgegeben werden müssen. Allerdings ist es nicht möglich, die Nutzung von Emissionsrechten in spätere Perioden zu verschieben (Graichen/Requate 2005, S. 45).

³ Deutschland hat entschieden, nicht von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen (ZuG 2007, § 20).

- *Allokation*

Den EU-Staaten wurden Emissionsziele über das EU-Burden-Sharing-Agreement zugewiesen. Die EU-Richtlinie überlässt jedoch die Verteilung der Emissionsrechte den einzelnen Mitgliedsstaaten, welche die Allokation durch nationale Allokationspläne (NAP) für die einzelnen Teilperioden gewährleisten müssen (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 9 i.V.m. Art. 11). Allerdings ist vorgeschrieben, dass in der ersten Emissionshandelsperiode mindestens 95% und in der zweiten Periode mindestens 90% der Emissionsrechte kostenlos verteilt werden (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 10). Gemäß Artikel 9 (Richtlinie 2003/87/EG) müssen die Mitgliedsstaaten ihre nationalen Allokationspläne der EU-Kommission und den anderen Mitgliedsstaaten vorlegen. Die EU-Kommission prüft, ob die verteilte Menge an Emissionsrechten mit den Zielen des Kyoto-Protokolls vereinbar ist oder der NAP gegen das EU-Wettbewerbsrecht verstößt (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 11 i.V.m. Anhang III).

- *Teilnehmer*

Gemäß Artikel 2 in Verbindung mit Anhang 1 der EU-Richtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) bezieht sich der Geltungsbereich der Richtlinie auf Anlagen der Energieerzeugung, Stahlerzeugung und -verarbeitung, Raffinerien, Zementherstellung, Glas- und Keramikerzeugung sowie die Zellstofferzeugung. Gemäß Artikel 4 (Richtlinie 2003/87/EG) ist das Emittieren von Kohlendioxid genehmigungspflichtig. Artikel 27 (Richtlinie 2003/87/EG) eröffnet den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit, einzelne Anlagen in der ersten Emissionshandelsperiode vom Emissionshandel auszuschließen. Bedingung für einen Ausschluss ist, dass die Emittenten ihre Emissionen ebenso weit beschränken, wie sie es tun würden, wenn sie den Anforderungen der EU-Emissionshandelsrichtlinie unterworfen wären. Eine weitere Bedingung ist die Gewährleistung von äquivalenten Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfungsanforderungen, sowie gleichwertigen Sanktionen im Falle einer Nichterfüllung der Emissionsbegrenzung gegenüber denen der EU-Richtlinie. Die EU-Richtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) öffnet in Artikel 12 und 19 den Emissionszertifikatemarkt auch für jede andere Person, die nicht im Besitz emittierender Anlagen ist. Artikel 25 (Richtlinie 2003/87/EG) offeriert die Möglichkeit, den Teilnehmerkreis durch einen gemeinschaftlichen Beschluss weiter auszudehnen. Als Teilnehmer am EU-Emissionshandelssystem kämen somit auch Anlagen und Personen aus Nicht-EU-Staaten, welche das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben, in Betracht.

- *Pooling*

Den Emittenten ist es laut Artikel 28 (Richtlinie 2003/87/EG) möglich, einen Pool (Fonds) aus Anlagen desselben Tätigkeitsbereichs zu bilden. Ein Treuhänder erhält die Gesamtmenge der Zertifikate, verwaltet diese und muss sie entsprechend dem Emissionsausstoß wieder abgeben.

- *Monitoring- und Registrierungssystem*

Der Betrieb von Treibhausgas emittierenden Anlagen ist nach Artikel 4 in Verbindung mit Anhang I (Richtlinie 2003/87/EG) genehmigungspflichtig. Voraussetzung für eine Betriebsgenehmigung ist, dass der Emittent aus Sicht der Behörden die Emissionen zuverlässig überwachen und dokumentieren kann. Die Überwachung und Dokumentation ist gemäß den Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung (Richtlinie 2003/87/EG, Artikel 14 in Verbindung mit Anhang IV) durchzuführen. Emissionen können berechnet oder gemessen werden. Nach Artikel 15 in Verbindung mit Anhang V (Richtlinie 2003/87/EG) sind die Berichte der Emittenten von einer unabhängigen kompetenten Instanz zu überprüfen. Um das Kriterium der Transparenz zu erfüllen, schreibt die EU-Richtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) in Artikel 19, auf Basis der Kyoto-Transparenz-Richtlinien, das Führen eines Registers, die dortige Registrierung aller erfolgten Transaktionen sowie den Zugang der Öffentlichkeit zu diesen Informationen vor (Graichen/Requate 2005, S. 47).

- *Sanktionen*

Sanktionen aufgrund von Verstößen gegen die von Mitgliedstaaten erlassenen Vorschriften werden durch Artikel 16 (Richtlinie 2003/87/EG) geregelt. Geben Emittenten eine nicht ausreichende Anzahl von Zertifikaten zur Deckung ihrer im Vorjahr ausgestoßenen Emissionen wieder ab, wird jede ungedeckte Tonne Kohlendioxid in der ersten Handelsperiode mit 40 € und in der zweiten Handelsperiode mit 100 € belastet. Fehlende Zertifikate müssen trotz Zahlung der Strafe nachgeliefert werden. Des Weiteren werden die Namen der entsprechenden Betreiber veröffentlicht.

- *Verknüpfung mit den flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls*

Die Richtlinie 2004/101/EG – die so genannte *Linking Directive* – verbindet die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Joint Implementation (JI) und Clean-Development-Mechanism (CDM), mit der europäischen Emissionshandelsrichtlinie. JI-Projekte bieten Unternehmen die Möglichkeit, durch Investition in Emissionsreduktionsprojekte in einem anderen Annex-B-Staat des Kyoto-Protokolls, Emissionsgutschriften (so genannte emission reduction units, ERU) zu erwirtschaften. Durchführbar ist dies ab der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode, d.h. ab 2008 (Betz et al. 2003a, S. 241). Auch durch CDM-Projekten ist es Unternehmen möglich, zusätzliche Emissionsgutschriften (so genannte certified emission reductions, CER) zu erhalten. Bedingung ist eine Investition in Emissionsreduktionsprojekte in Staaten, welche nicht im Annex-B des Kyoto-Protokolls verzeichnet sind. Eine Anrechnung ist rückwirkend bis ins Jahr 2000 möglich (Betz et al. 2003a, S. 167).⁴ Die Linking Directive ermöglicht es Unternehmen, Gutschriften aus JI- bzw. CDM-Projekten in europäische Emissionszertifikate umzuwandeln. Möglich ist die Umwandlung in europäische

⁴ Für nähere Informationen über die Mechanismen JI sowie CDM siehe Kyoto-Protokoll Art. 6 und 12 sowie Michaelowa (2004a).

Emissionsgutschriften bei CDM-Projekten seit Anfang des Jahres 2005 und ab 2008 bei JI-Projekten (Richtlinie 2004/101/EG, Erwägungsgrund Nr. 5). Gemäß Artikel 11a (Richtlinie 2004/101/EG) können alle Gutschriften aus JI- bzw. CDM-Projekten im Handelssystem der EU genutzt werden. Ausnahmen sind Gutschriften aus Nuklearanlagen sowie Projektmaßnahmen aus Bereichen der Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

Durch die Verknüpfung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls mit dem europäischen Emissionshandelssystem kann es bei einem innerhalb der EU durchgeführten JI-Projekt zu einer Doppelerfassung von europäischen Emissionsberechtigungen sowie JI-Projektgutschriften kommen (Ehrmann 2005, S. 43). Eine Doppelerfassung kommt zustande, wenn ein Unternehmen aus einem am europäischen Emissionshandel teilnehmenden Staat ein emissionsminderndes Projekt bei einem anderen Unternehmen aus einem anderen ebenfalls am Emissionshandel teilnehmenden Staat durchführt. In diesem Fall würden nicht nur dem projektdurchführenden Unternehmen Emissionsrechte gutgeschrieben. Auch das Unternehmen, welches Ziel der Projektmaßnahme war, hätte aufgrund der Minderungsmaßnahme mehr Emissionsrechte zur Verfügung als zuvor. Um dieser Gefahr zu begegnen, ist es bei der Durchführung von Projektmaßnahmen innerhalb der EU untersagt, Emissionsreduktionseinheiten zu vergeben, wenn dabei auch eine Emissionsreduktion in Anlagen, welche unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen, erzielt wird. Eine Möglichkeit, dennoch Emissionsreduktionseinheiten zu vergeben, ist die Löschung von Zuteilungen im entsprechenden Umfang innerhalb des nationalen Registers jenes Mitgliedsstaates⁵, aus welchem die ERU bzw. CRU stammen (Richtlinie 2004/101/EG, Erwägungsgrund Nr. 10).⁶

2.1.4 Kritische Betrachtung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie

Die Entscheidung, dass die Allokation von Emissionsrechten durch die einzelnen Mitgliedsstaaten durchgeführt wird, kritisieren Graichen und Requate (2005, S. 45). Ihrer Ansicht nach wird so ein wichtiges Grundprinzip des Emissionshandelssystems verletzt, da die Gesamtallokationsmenge von Emissionsrechten nicht von einer zentralen europäischen Behörde festgelegt und kontrolliert wird, sondern von den Behörden der jeweiligen Mitgliedsstaaten. Eine solche Regelung könnte Mitgliedstaaten die Möglichkeit eröffnen, ihre Verteilung an Emissionsrechten unilateral auszuweiten, um den Emittenten des eigenen Landes Kosten zu ersparen und zusätzliche Einnahmequellen durch den Verkauf überschüssiger Emissionsrechte zu schaffen. Diese Gefahr soll zwar durch die Bestimmung, dass die nationalen Allokationspläne mit den Zielen des Kyoto-Protokolls und den EU-Wettbewerbsrecht im Einklang stehen

⁵ Dabei handelt es sich um denjenigen Mitgliedsstaat, in welchem das Unternehmen beheimatet ist, welches Ziel der Projektmaßnahme war.

⁶ Siehe auch Richtlinie 2004/101/EG, Artikel 11b.

müssen sowie der vorgeschriebenen Überprüfung durch die EU-Kommission gebannt werden (Richtlinie 2003/87/EG, Art. 9 i.V.m. Anhang III); ob jedoch die EU mittels dieser Bestimmungen ein Überangebot an Emissionsrechten vermeiden kann, wird angezweifelt.⁷ Eine weitere Gefahr verbirgt sich in der hybriden Umweltregulierung, welche durch die Begrenzung der Emissionshandelsrichtlinie auf nur einen Teil der Emittenten eines Landes entsteht. Der NAP ist ein Gesamtplan zur Umsetzung des durch das Burden-Sharing-Agreement zugeteilten Emissionszieles (Döring/Ewringmann 2004, S. 32). Der NAP entscheidet folglich über die Zuteilung von Emissionsrechten und setzt damit auch Entwicklungsspielräume für die einzelnen Sektoren wie Industrie, private Haushalte und Verkehr (Döring/Ewringmann 2004, S. 32). Um das Gesamtreduktionsziel zu erreichen, sind die europäischen Staaten verpflichtet, das Emissionshandelssystem durch eigene politische Maßnahmen, z.B. durch Steuern, zu ergänzen (Hoffmann 2004, S. 255). Die sich dadurch bildenden Entscheidungsspielräume könnten unter dem Druck der verschiedenen Interessen der unterschiedlichen Akteure dazu verwendet werden, bestimmte Branchen oder Unternehmen zu begünstigen (Döring/Ewringmann 2004, S. 32). So kann der aufgrund der Zuteilungsentscheidung von Emissionsrechten entstehende Diskussionsprozess zwischen Industrie und politischen Instanzen zu einer erheblichen Verschiebung der Reduktionsziele zwischen den Sektoren führen (Hoffmann 2004, S. 261). Eine entsprechende Verschiebung der Reduktionslasten zwischen den einzelnen Sektoren einer Volkswirtschaft würde die Vermeidungskosten der einzelnen Sektoren stark verändern und eventuell einige Sektoren stark benachteiligen. Hoffmann (2004, S. 261) kommt zu dem Schluss, dass die Höhe der Vermeidungskosten von der Ausgestaltung des NAP abhängig ist.

Des Weiteren kritisieren Graichen und Requate (2005, S. 46) die Entscheidung, in der ersten Emissionshandelsperiode mindestens 95% und in der zweiten Periode mindestens 90% der Zertifikate kostenlos zu verteilen. Diese Entscheidung wurde aus Gründen der politischen Durchsetzbarkeit und Praktikabilität getroffen (Rahmeyer 2004, S. 11). Eine kostenlose Vergabe von Emissionsrechten ist gegenüber einer Auktion, welche die Emissionsrechteausstattung von der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer abhängig machen würde, ökonomisch im Nachteil (siehe auch Kapitel 2.1.2, S. 4) (Fichtner 2005, S. 15). Eine Auktion würde zudem die Möglichkeit eröffnen, mit den entstehenden Einnahmen wettbewerbsverzerrende Steuern, wie z.B. die Ökosteuer, zu senken oder gar zu ersetzen (Graichen/Requate 2005, S. 46). Die Erhebung einer Ökosteuer in einem Emissionshandelssystem kann zu Wettbewerbsverzerrungen und einer ineffizienten Vermeidung von Emissionen führen. In Kombination mit einem heterogenen Besteuerungssystem, wie derzeit in Deutschland erhoben, würden in Folge der Einführung des Emissionshandels Emissionen ineffizient vermieden. Emittenten, welche der Steuer unterliegen, würden mehr Emissionen ver-

⁷ Für detailliertere Informationen siehe Michaelowa (2004b, S. 326).

meiden als Emittenten, welche der Steuer nicht unterliegen (Heilmann 2005, S. 36). Dementsprechend werden diejenigen Unternehmen, welche aufgrund der Steuer mehr Emissionen vermeiden als in einem System ohne Steuer, durch die zusätzliche Vermeidung doppelt belastet und sind somit im Wettbewerb gegenüber nicht besteuerten Emittenten benachteiligt (Heilmann 2005, S. 18).

Ziel einer Übertragung von Emissionsrechten in nachfolgende Perioden (Banking) sowie einer vorzeitigen Nutzung von Emissionsrechten (Borrowing) ist die Erhöhung der Flexibilität der Emittenten. Allerdings könnte dies dazu führen, dass Emissionsrechte von Unternehmen gehortet werden. Die Liquidität des Emissionsrechtmarktes wäre gefährdet. Das Instrument des Borrowing hätte zudem den Nachteil, dass durch den vorgezogenen Ausstoß an Emissionen die Umwelt stärker in Mitleidenchaft gezogen würde (Betz et al. 2003a, S. 61).

Insgesamt sind ca. 12.000 Treibhausgas emittierende Anlagen von der EU-Richtlinie betroffen, womit ca. 46% der europäischen CO₂-Emissionen erfasst sind (Oppermann 2004, S.56). Hansjürgens und Gagelmann (2004, S. 235) halten diese Menge von Partizipanten mit unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten für ausreichend, um einen liquiden Markt zu bilden; empfehlen aber, den Markt für weitere Sektoren und andere Treibhausgase zu öffnen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass durch einen Zusammenschluss von Anlagen des gleichen Tätigkeitsbereichs Pools gebildet werden, wird von Graichen und Requate (2005, S. 44ff.) als gering eingeschätzt. In einem solchen Pool würden Emittenten mit geringen Grenzvermeidungskosten benachteiligt. Diese Unternehmen müssten ihre überschüssigen Emissionslizenzen ohne Gegenleistung an andere Unternehmen des Pools abgeben. Dies ist unwahrscheinlich.

Gemäß der EU-Emissionshandelsrichtlinie ist das Monitoring von Emissionen mittels einer Messung oder Berechnung der Emissionen möglich. Graichen und Requate (2005, S. 46) halten hier die Emissionsermittlung durch eine Berechnung für verhältnismäßig einfach. Jung (2004) teilt diese Meinung nicht. Laut Jung (2004, S. 23) ist die Emissionsermittlung mittels einer Berechnung, welche die genaue Ermittlung spezifischer Heiz- und Emissionswerte der einzelnen Brennstoffe erfordert, mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Werden die Emissionen jedoch gemessen, entsteht ein Doppelaufwand, da der Emittent mit Hilfe einer Unsicherheitsanalyse nachweisen muss, dass die Messung ein genaueres Resultat erbringt als die Emissionsberechnung und die Messung anhand von Emissionsberechnungen bestätigen muss (EU-Kommission 2004, 4.2.3.1.). Aufgrund des Doppelaufwandes geht Jung (2004, S. 24) davon aus, dass das Verfahren der Messung der Emissionen wenig angewendet werden wird.

Die von der Emissionshandelsrichtlinie aufgestellten Sanktionen für den Fall, dass die abgegebenen Emissionsrechte die Emissionen am Ende einer Abrechnungsperi-

oder nicht decken, werden von Graichen und Requate (2005, S. 47) als zweckmäßig eingeschätzt. Für Betroffene ist ein Abwägen, die Strafe zu zahlen oder Zertifikate zu kaufen, im Grunde ausgeschlossen, da die Strafe, welche die Zahlung eines Geldbetrags, das Nachreichen der fehlenden Emissionsrechte und die Veröffentlichung des Namens des betroffenen Unternehmens nach sich zieht, als sehr hart anzusehen ist.

Durch die Verknüpfung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls mit dem europäischen Emissionshandel könnte ein Risiko durch die Schaffung „nicht-zusätzlicher“ (non-additional) Emissionsrechte entstehen, indem Industrieländer Gutschriften aus CDM-Projekten (CER) zukaufen. Die Folge eines übermäßigen Zukaufs wäre eine Aufblähung des Emissionsziels der Mitgliedsstaaten (Bode 2004, S. 410).

2.2 Der deutsche nationale Allokationsplan

2.2.1 Gesetzliche Umsetzung

Gemäß Artikel 9 der europäischen Emissionshandelsrichtlinie muss jeder Mitgliedsstaat einen NAP aufstellen. Der NAP bestimmt die Anzahl der Emissionslizenzen sowie deren Verteilung an die einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft für jede Emissionshandelsperiode (Betz et al. 2004, S. 375f.). Der deutsche NAP stellt einen Makro- sowie einen Mikroplan auf. Der Makroplan teilt das nationale Emissionsbudget den einzelnen Sektoren der Volkswirtschaft zu und legt die Gesamtmenge der Zertifikate fest. Der Mikroplan regelt die beabsichtigte Zuteilung an die einzelnen Anlagebetreiber und setzt die Größe des Reservefonds für Emissionsrechte fest (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU 2004a, S. 7). Deutschland setzt die Inhalte des Mikroplans in zwei Gesetzen um. Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), welches am 15. Juli 2004 in Kraft getreten ist, erläutert die Grundprinzipien des Emissionshandels (§ 1 TEHG). Im Einzelnen regelt es die Genehmigung und Überwachung der Emissionen, die Zuteilung und den Handel von Emissionslizenzen sowie die Sanktionen bei Verstößen gegen dieses Gesetz (Maslaton/Hauk 2004, S. 20). Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen an Emittenten in der Handelsperiode 2005 bis 2007, die unter das TEHG fallen, wird durch das ZuG 2007 geregelt. Das ZuG 2007 bestimmt die Zuteilungen von Emissionsrechten für bestehende Anlagen, Neuanlagen und für die Einstellung des Betriebes von emittierenden Anlagen (Maslaton/Hauk 2004, S. 20). Ebenfalls stellt dieses Gesetz besondere Zuteilungsregeln für frühzeitige Emissionsminderungen, prozessbedingte Emissionen, Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen)⁸ sowie den Fall von Kernkraftwerksstilllegungen auf.

Welche Zuteilungsregeln für eine emittierende Anlage gelten, hängt in erster Linie von dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme ab (Ebsen 2004, S. 29). Die Inbetriebnahme

⁸ Z.B. Fernwärmeanlagen mit Stromerzeugung.

einer Anlage ist mit der erstmaligen Aufnahme des Regelbetriebs gleichzusetzen (ZuG 2007, § 3 Abs. 2 Nr. 2). Im Folgenden wird daher die Behandlung von Altanlagen, Twilight-Anlagen, Neuanlagen und der vom Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme unabhängigen Kernkraftwerke durch das ZuG 2007 betrachtet.

2.2.2 Zuteilungsregeln für Altanlagen

Gemäß § 7 ZuG 2007 werden Anlagen, die bis zum 31.12.2002 in Betrieb genommen worden sind, als Altanlagen definiert. Altanlagen werden auf Basis des Grandfathering Emissionsrechte zugeteilt, die sich aus dem rechnerischen Produkt der durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emission der Anlage in einer Basisperiode, dem Erfüllungsfaktor und der Anzahl der Jahre der Erfüllungsperiode (2005 bis 2007) zusammensetzen. Der Erfüllungsfaktor beträgt 97,09% für die Emissionshandelsperiode 2005 bis 2007 (ZuG 2007, § 5). Die Anwendung dieses Erfüllungsfaktors entspricht somit einer Minderung der Emissionen um 2,91% gegenüber dem Basisjahr. Allerdings bietet das ZuG 2007 Betreibern von Anlagen, welche im Zeitraum von 1994 bis 2002 in Betrieb genommen worden sind, die Möglichkeit, ohne Nachweis einer Emissionsminderung auf Antrag für 12 aufeinander folgende Jahre ab Inbetriebnahme den Erfüllungsfaktor auf 100% setzen zu lassen (ZuG 2007, § 12). Ein Erfüllungsfaktor in Höhe von 1, d.h. 100%, entspricht keiner Minderung der Emissionen gegenüber dem Basisjahr. Eine weitere Ausnahmeregelung des ZuG 2007 ist die so genannte *Early-Action-Regel*. Die Early-Action-Regel ermöglicht es, den Erfüllungsfaktor für Anlagen, die vor 1994 in Betrieb genommen wurden, für 12 aufeinander folgende Jahre nach Abschluss der Modernisierungsmaßnahme auf 1 zu setzen, wenn der Betreiber Emissionsminderungen aufgrund von Modernisierungsmaßnahmen nachweisen kann, die nach dem 1. Januar 1994 beendet worden sind. Der Umfang der nachzuweisenden Emissionsminderungen steigt mit dem Zeitpunkt der Beendigung der letztmaligen Modernisierungsmaßnahme an. Auch für prozessbedingte Emissionen, d.h. CO₂-Emissionen resultierend aus einer chemischen Reaktion, welche keine Verbrennung ist, von Anlagen, die vor 1994 in Betrieb genommen worden sind, existiert eine Ausnahmeregelung (ZuG 2007, § 13). Beträgt der Anteil prozessbedingter Emissionen einer Anlage 10% oder mehr, kann der Erfüllungsfaktor auf Antrag auf 1 gesetzt werden.

Verringern Altanlagen ihre CO₂-Emissionen aufgrund von Produktionsrückgängen auf weniger als 60% der durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen, muss der Betreiber die überschüssigen Emissionsrechte zurückgeben (*60%-Regel*) (ZuG 2007, § 7). Kraftwerke auf Braunkohle- oder Steinkohlebasis, deren Inbetriebnahme vor über 30 Jahren erfolgte, werden bei niedrigen Wirkungsgraden in den Zuteilungsperioden ab 2008 vom Erfüllungsfaktor 15% abgezogen. Dies kann bei Braunkohlekraftwerken durch eine Stilllegung in der Emissionshandelsperiode 2005 bis 2007 vermieden werden, indem nach Stilllegung die Emissionsrechte auf eine Neu-

anlage übertragen werden (*Late-Action-Regel*) (ZuG 2007, § 7). KWK-Anlagen erhalten eine Sonderzuteilung von Emissionsrechten auf Basis ihrer Stromerzeugung (ZuG 2007, § 14). Ist jedoch die erzeugte KWK-Nettostrommenge niedriger als die der Zuteilungsentscheidung zugrunde liegenden Schätzung, wird die Zuteilungsentscheidung im Nachhinein widerrufen.

Stellt die Zuteilung durch das Grandfathering-System eine unzumutbare Härte für den Betreiber dar, kann dieser auf Antrag eine Zuteilung nach der Benchmark-Regel für Twilight-Anlagen wählen (ZuG 2007, § 7). Auch bei Vorliegen besonderer Umstände, wie z.B. Reparaturen oder Modernisierungsmaßnahmen, die Emissionsminderungen von mindestens 25% in der Basisperiode einer Altanlage verursachten, ist eine Zuteilung nach den Regeln für Twilight-Anlagen möglich. Des Weiteren steht dem Anlagebetreiber offen, ob er seine Altanlage mit Emissionsrechten auf Basis der Grandfathering-Regel errechnet oder auf Basis der Benchmark-Regel für Neuanlagen ausstatten lässt.

2.2.3 Zuteilungsregeln für Twilight-Anlagen

Twilight-Anlagen sind Anlagen, die in den Jahren 2003 und 2004 in Betrieb genommen worden sind (ZuG 2007, § 8). Die Betreiber dieser Anlagen erhalten Emissionsrechte nach einer modifizierten Benchmark-Regel. Twilight-Anlagen werden nicht wie Altanlagen behandelt, da sie erst nach dem 31. Dezember 2002 errichtet wurden. Gegen eine Eingruppierung als Neuanlagen spricht, dass bei ihrer Errichtung die Folgen des Emissionshandels nicht berücksichtigt wurden (Ebsen 2004, S. 36f.). Betreibern von Twilight-Anlagen werden Emissionsrechte in Höhe der angemeldeten jährlichen CO₂-Emissionen, multipliziert mit der Anzahl der Jahre der entsprechenden Zuteilungsperiode (2005 bis 2007), zugeteilt. Es wird kein Erfüllungsfaktor angewendet (ZuG 2007, § 8). Ist die Produktionsmenge einer Twilight-Anlage geringer als die angemeldete und sind in Folge weniger Emissionen freigesetzt worden als geplant, wird die Zuteilungsentscheidung nachträglich widerrufen. Der Betreiber muss die zuviel ausgegebenen Emissionsrechte zurückgeben. Betreiber von Twilight-Anlagen haben das Wahlrecht, ob die Emissionsrechte für ihre Anlagen nach der Benchmark-Regel für Twilight-Anlagen oder der Benchmark-Regel für Neuanlagen zugeteilt werden.

KWK-Twilight-Anlagen erhalten ebenfalls eine Sonderzuteilung von Emissionsrechten auf Basis ihrer Stromerzeugung. Ist jedoch die erzeugte KWK-Nettostrommenge niedriger als die der Zuteilungsentscheidung zugrunde liegende Schätzung, wird die Zuteilungsentscheidung im Nachhinein ebenso widerrufen (ZuG 2007, § 14).

2.2.4 Zuteilungsregeln für Neuanlagen

Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2004 in Betrieb genommen wurden, werden als Neuanlagen definiert (ZuG 2007, § 11). Betreiber von Neuanlagen erhalten ihre Emissionsrechte grundsätzlich nach der Benchmark-Regel (Ebsen 2004, S. 29f.). Die notwendigen Benchmarks werden durch Gesetze und Verordnungen für verschiedene Produkte festgelegt. Ein Erfüllungsfaktor wird bei der Zuteilung von Emissionsrechten nicht angewendet. Die Zuteilung nach der Benchmark-Regel, d.h. auf Basis einer prognostizierten Produktionsmenge, erfolgt für die ersten 14 Betriebsjahre ab Inbetriebnahme (ZuG 2007, § 11). Ist die Produktionsmenge der Neuanlage jedoch geringer als die angemeldete und sind folglich weniger Emissionen freigesetzt worden als geplant, wird auch diese Zuteilungsentscheidung nachträglich widerrufen. Der Betreiber muss die zuviel ausgegebenen Emissionsrechte zurückgeben (ZuG 2007, § 8).

Der Benchmark für Strom erzeugende Anlagen beträgt je Kilowattstunde (KWh) maximal 750 Gramm Kohlendioxid, „[...] jedoch nicht mehr als der bei der Verwendung der besten verfügbaren Techniken erreichbare Emissionswert der Anlage, mindestens aber 365 Gramm Kohlendioxid je Kilowattstunde.“ (ZuG 2007, § 11). Jedoch bekommen Emittenten maximal Rechte in der Höhe zugeteilt, welche bei Nutzung der so genannten „besten verfügbaren Technik“ emittiert werden würde. Bei einer Anlage, die bei bester verfügbarer Technik jedoch mehr als 750 Gramm CO₂ pro KWh emittiert, steigt die Zuteilungsmenge nicht. Emittiert die Anlage bei bester verfügbarer Technik weniger als 365 Gramm CO₂ pro KWh, werden dennoch Emissionsrechte für 365 Gramm CO₂ pro KWh zugeteilt (Ebsen 2004, S. 32).

Benchmarks für Anlagen, die keinen Strom erzeugen, sind durch das ZuG 2007 nicht ausdrücklich geregelt. Der Benchmark ergibt sich in diesem Fall aus dem Emissionswert je erzeugter Produkteinheit, basierend auf den zu erwartenden durchschnittlichen jährlichen CO₂-Emissionen, welche bei Anwendung der besten verfügbaren Technik emittiert werden. Ist das Setzen eines Benchmarks nicht möglich, da eine Anlage zu viele verschiedene Produkte herstellt, werden die durchschnittlichen jährlichen Emissionen geschätzt (ZuG 2007, § 11). Emissionsrechte für KWK-Neuanlagen werden aufgrund eines doppelten Benchmarks für die Stromerzeugung sowie für die Wärmeerzeugung vergeben.

Für Betreiber von Neuanlagen besteht das Wahlrecht, ob Emissionsrechte nach der Benchmark-Regel für Neuanlagen oder nach der Regel für Ersatzanlagen zugeteilt werden. Bedingung für eine Zuteilung für Ersatzanlagen ist, dass mit der Neuanlage eine vergleichbare Altanlage in Deutschland innerhalb von drei Monaten ersetzt worden ist. Eine Ausnahme von maximal zwei Jahren zwischen Einstellung und Aufnahme des Betriebes wird gewährt, wenn der Betreiber nachweisen kann, dass die Inbetriebnahme der Ersatzanlage aufgrund technischer oder anderer Rahmenbedin-

gungen innerhalb der drei Monate nicht möglich war. Sind die Übertragungsbedingungen erfüllt, werden der Ersatzanlage auf Antrag für vier Betriebsjahre Emissionsberechtigungen der Altanlage übertragen. Die zu übertragenden Emissionsberechtigungen werden mit dem Erfüllungsfaktor der Altanlage berechnet. Im Zeitraum des fünften bis achtzehnten Betriebsjahres ändert sich die Zuteilungsmethode. Emissionsrechte für Neuanlagen nach Ersatzanlagenregel werden dann ohne die Anwendung eines Erfüllungsfaktors nach der Benchmark-Regel für Neuanlagen zugeteilt (ZuG 2007, § 10).

Übersteigt die Kapazität der Ersatzanlage die der ersetzten Altanlage, können in Höhe der Differenz Emissionsberechtigungen nach der Benchmark-Regel für Neuanlagen beantragt werden (ZuG 2007, § 10). Besteht jedoch nach der Übertragung der Emissionsrechte ein Überschuss an Rechten, müssen diese zurückgegeben werden. Dabei ist eine Übertragung der Emissionsrechte von einer Altanlage auf mehrere Ersatzanlagen sowie von mehreren Altanlagen auf eine Ersatzanlage möglich. Auch ist eine Übertragung zwischen verschiedenen Betreibern erlaubt.

2.2.5 Behandlung von Kernkraftwerken und Deckelungsregelung

Der § 15 des ZuG 2007 sieht eine Sonderzuteilung bei der Einstellung des Betriebes von Kernkraftwerken vor. So werden auf Antrag von Kernkraftwerksbetreibern maximal Rechte für 1,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente an Betreiber von Anlagen im Sinne von Neu-, Ersatz-, oder Altanlagen zugeteilt, wenn die Kernkraftwerksbetreiber der zuständigen Behörde bis Ende September 2004 die Betriebseinstellung eines Kernkraftwerkes in der Periode 2003 bis 2007 angezeigt haben. Die Zuteilung darf die Menge von 1,5 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente nicht übersteigen. Die Emissionsrechte werden erst nach Erlöschen der Berechtigung des Kernkraftwerksbetriebes verteilt.

Um das nationale Emissionsziel zu erreichen, limitiert die so genannte Deckelungsregelung die Verteilung von Emissionsrechten für maximal 495 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Wird dieser Wert überschritten, erfolgt eine anteilige Kürzung der Zuteilungen an Anlagen, welche dem Erfüllungsfaktor unterliegen (ZuG 2007, § 4).

2.3 Die Umsetzung des Emissionshandels in Deutschland

2.3.1 Auswirkungen des Zuteilungsgesetzes 2007

Das ZuG 2007 ist von Ausnahmeregelungen geprägt, welche weitreichende Folgen für die Anreizsetzung in Unternehmen haben. So wird ein Erfüllungsfaktor beispielsweise in der ersten Emissionshandelsperiode nur auf so genannte Altanlagen angewendet. Doch auch Betreibern von Altanlagen stehen diverse Möglichkeiten offen, den Erfüllungsfaktor auszusetzen bzw. auf 1 zu setzen. Die Early-Action-Regel z.B.

ermöglicht, dass nach der Wiedervereinigung sanierte ostdeutsche Braunkohlekraftwerke trotz ihrer weiterhin hohen CO₂-Emissionen⁹ für 12 Jahre nicht zur Minderung ihrer Emissionen gegenüber dem jeweiligen Basisjahr verpflichtet sind (Michaelowa 2004b, S. 327).

Ausnahmeregeln und die Gefahr unter die Deckelungsregel zu fallen, setzen den Anreiz, Altanlagen schnellstmöglich zu modernisieren oder durch Neuinvestitionen zu ersetzen. Ein einfaches Herunterfahren der Produktion, um die frei werdenden Emissionsrechte für andere Anlagen zu nutzen, ist aufgrund der 60%-Regel, welche die Rückgabe von Emissionsrechten bei Produktionsrückgängen vorsieht, nicht möglich. Ist jedoch für eine nicht mehr voll benötigte Altanlage vom Betreiber keine Ersatzanlage vorgesehen und kann der Betreiber, ohne den Erwerb zusätzlich benötigter Emissionsrechte weiterproduzieren, führt die 60%-Regel zu einer versteckten Subvention der Produktion. Ursache dafür ist, dass der Anlagenbetreiber soziale Kosten aufgrund der Gratiszuteilung von Emissionsrechten nicht berücksichtigen muss (Graichen/Requate 2005, S. 53). Diese versteckte Subvention führt zu einer Verzerrung des Marktes, da Anlagen, welche unter normalen Umständen stillgelegt würden, weiterproduzieren.

Anlagen, die aus prozessbedingten Gründen emittieren, nehmen im Zuteilungsgesetz eine Sonderstellung ein. So ist der Gesetzgeber der Auffassung, dass prozessbedingte Emissionen nicht durch einen Erfüllungsfaktor eingeschränkt werden dürfen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU 2004b, S. 1) gibt zur Begründung an, dass sich diese Emissionen nicht ohne Einschränkung der Produktion mindern lassen, Produktionseinschränkungen seien jedoch „nicht der Sinn des Emissionshandels“. Folge dieser Sonderregelung ist, dass entsprechende Anlagen keine Minderungsverpflichtung gegenüber einem Basisjahr haben. Daraus entsteht jedoch der Nachteil, dass Betreiber dieser Anlagen keine Innovationsanreize erhalten, Emissionen z.B. durch spezielle neue Filtertechniken zu vermeiden. Mit dieser Sonderregelung wurde das Emissionshandelsziel externe Kosten zu internalisieren für Anlagen, welche aus prozessbedingten Gründen emittieren, aufgegeben.

KWK-Anlagen sind aus Sicht der Bundesregierung förderungswürdig, da laut Aussage des BMU (2004b, S. 1) der CO₂-Ausstoß einer KWK-Anlage geringer ist als bei getrennter Produktion von Strom und Wärme. KWK-Anlagen können z.B. mit Hilfe der Fernwärmeerzeugung Gebäudeheizungen und somit CO₂-Quellen ersetzen. Zuteilungsregeln ohne eine Sonderzuteilung für KWK-Anlagen würden diesen Vorteil laut Meinung des BMU (2004b, S. 1) nicht berücksichtigen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Emissionshandel nicht alle Energie erzeugenden Anlagen miteinbezieht (Nill et al. 2004, S. 14). Nur besonders energieintensive Anlagen mit Leistungen

⁹ Braunkohlekraftwerke emittieren aufgrund des hohen Kohlenstoffgehalts der Braunkohle mehr CO₂ als andere Kraftwerkstypen.

von über 20 Megawatt (MW) fallen unter die Bestimmungen des ZuG 2007, nicht aber kleine Anlagen wie z.B. Gebäudeheizungen. Bei Einbeziehung dieser kleinen Anlagen würden deren Kosten durch Berücksichtigung der Emissionslizenzen stark ansteigen und KWK-Anlagen könnten aufgrund ihrer unter diesen Bedingungen niedrigeren Produktionskosten entsprechende Kleinanlagen substituieren. Obwohl eine Einbeziehung der Kleinanlagen die Marktliquidität erhöhen würde, ist deren Integration aufgrund des erheblichen administrativen Aufwands für Kleinanlagenbetreiber, welcher in keiner Relation zu dem erwarteten Nutzen stünde, fraglich. Das Fehlen einer Sonderzuteilung könnte jedoch den Anreiz vermindern, in KWK-Anlagen zu investieren bzw. die Stilllegung bestehender KWK-Anlagen bewirken (Graichen/Requate 2005, S. 51). Eine Emissionsbesteuerung von kleinen Anlagen könnte allerdings deren Produktionskosten steigern und so eine Substituierung durch KWK-Anlagen ohne Sonderzuteilung ermöglichen.

Neuanlagen, Twilight-Anlagen und unter gewissen Umständen auch Altanlagen erhalten Emissionsrechte nach einer Benchmark-Regel. Eine Zuteilung für Altanlagen nach den Regeln für Neuanlagen ist laut Ebsen (2004, S. 45) in keinem Falle sinnvoll, da entsprechende Altanlagen in jedem Fall durch die Grandfathering-Regel besser bewertet werden. Vorteil eines branchenbezogenen Benchmarks, wie z.B. dem Strombenchmark, wäre eine Berücksichtigung von Early-Action-Maßnahmen (Bode/Butzengeiger 2003, S. 20). Für die Berechnung der Emissionsrechtezuteilung wird kein Basisjahr genutzt, sondern es wird mit Hilfe einer Bezugsgröße, des Benchmarks, und einer aktuellen Emissionsprognose eine absolute Menge an Emissionen ermittelt und zugeteilt. Allerdings sieht das ZuG 2007 bei Erfüllung der Bedingungen für Early-Action-Maßnahmen eine Heraufsetzung des Erfüllungsfaktors auf 100% vor, so dass dieser Vorteil der Benchmark-Regel nicht genutzt wird. Bode und Butzengeiger (2003, S. 20) halten die Anwendung der Benchmark-Regel für Branchen mit einem inhomogenen Emissionsverhalten für schwierig, da eine Einzelbetrachtung jeder Anlage notwendig wäre. Erfahrungen aus den Niederlanden und der deutschen Mineralölwirtschaft haben gezeigt, dass zahlreiche Benchmarks notwendig sind, deren Erstellung und Aktualisierung mit einem hohen Arbeitsaufwand und hohen Kosten verbunden sind. Ein weiteres Problem der Benchmark-Regel ist, dass sie aufgrund ihrer spezifischen Ausrichtung auf den jeweiligen Brennstoff keinen Anreiz zur Brennstoffsubstitution bietet, da ein durch Einsetzung eines anderen Brennstoffes erzielter niedrigerer Emissionswert nicht honoriert wird (Michaelowa 2004b, S. 327).

Neuanlagen bekommen aus einem nationalen Reservefonds Emissionsrechte nach der Benchmark-Regel für Neuanlagen zugeteilt. Diese kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten bietet Newcomern einen verstärkten Anreiz für einen Markteintritt. Der entstehende Effekt ist vergleichbar mit der bereits geschilderten Situation einer Anlagenstilllegung. Müsste ein Unternehmen bei Eintritt in den Markt benötigte Emis-

sionsrechte entgeltlich erwerben, würde es nur in den Markt eintreten, wenn es mit seinem erwarteten Gewinn alle Kosten decken könnte. Eine kostenlose Zuteilung der Emissionsrechte entspräche somit einer Subventionierung von Marktzutritten, da in diesem Fall die sozialen Kosten durch das beitretende Unternehmen nicht berücksichtigt werden müssen (Graichen/Requate 2005, S. 53f.).

Die Übertragungsregel für Ersatzanlagen soll einen verstärkten Anreiz setzen, bestehende Anlagen vorzeitig durch effizientere Anlagen auszutauschen. Dies stellen Bode et al. (2005, S. 21) in Frage. Ihrer Ansicht nach käme es auch ohne Einführung des Emissionshandels auf „natürliche Art“ zu einem Ersetzen alter ineffizienter Anlagen, da durch fortlaufende Effizienzsteigerungen neue Anlagen mit geringeren Grenzkosten arbeiten und so ineffiziente Anlagen aus dem Markt drängen. Der Emissionshandel verstärkt diesen Effekt, da sich aufgrund der Zertifikate die Grenzkosten der Anlagen mit hohen Emissionswerten gegenüber Anlagen mit geringeren Werten erhöhen. Gemäß Bode et al. (2005, S. 29) kann es jedoch geschehen, dass aufgrund der Übertragungsregel ein Anreiz entsteht, Ersatzinvestitionen hinauszuzögern. Begründet wird dies mit dem Effekt, dass ein Anlagenbetreiber in Erwartung effizienterer Anlagen die Investitionsentscheidung für eine Ersatzanlage hinausschieben könnte. Durch Investition in eine effizientere Anlage könnte er einen höheren Zinsvorteil realisieren, da ihm aufgrund des größeren Emissionsunterschiedes mehr überschüssige Emissionsrechte zur Verfügung stünden. Ebenfalls hätte er geringere Produktionskosten und würde sich nicht für lange Zeit an eine ineffiziente Anlagen binden. Begünstigt wird dieser Effekt durch die fehlende zeitliche Begrenzung der Übertragungsregel. Der Anlagebetreiber kann den Zeitpunkt einer Stilllegung und Ersatzinvestition frei bestimmen. Würde jedoch die Möglichkeit der Übertragung zeitlich begrenzt, wäre kein großer Unterschied im Investitionsverhalten gegenüber einem Emissionshandelssystem ohne Ersatzanlagenregel zu erwarten. Eine Ersatzinvestition würde in diesem Fall vorgenommen, wenn der Wert der hinzugewonnenen Emissionsrechte den Gewinn bei Weiterbetrieb der Anlage übersteigen und sich die alte Anlage am Ende ihrer Lebensdauer befinden würde. Die Ersatzanlagenregel kann dementsprechend zu ineffizienten Vermeidungsoptionen führen (Bode et al. 2005, S. 30ff.). Auch ist eine zusätzliche ökologische Wirkung durch die Ersatzanlagenregelung nicht gegeben. Sollte ein Unternehmen durch die Ersatzanlagenregel zusätzliche oder vorgezogene Emissionsminderungen erzielen, wird es die dadurch zusätzlich verfügbaren Emissionsrechte am Markt veräußern und ein anderer Betreiber wird die Emissionen freisetzen. Dieses Verhalten zeigen rationale Teilnehmer des Emissionshandels auch ohne Übertragungsregel. Es besteht kein zusätzlicher Anreiz, überschüssige Emissionsrechte zurückzuhalten, um höhere Verkaufserlöse zu erzielen (Bode et al. 2005, S. 32f.).

Auch können durch die Übertragungsregel Wettbewerbsverzerrungen entstehen (Bode et al. 2005, S. 39). Würde ein Betreiber eine Anlage über die Neuanlagenregel

mit Emissionsrechten ausstatten lassen, bekäme er weniger Emissionsrechte als wenn er diese Anlage über die Übertragungsregel ausstatten ließe, da das Ersetzen von Altanlagen einen Emissionsrechteüberschuss entstehen lässt.¹⁰ Neben der vierjährigen höheren Emissionsrechteausstattung durch die Übertragungsregel wäre die im Anschluss folgende 12-jährige Bewertung ohne Erfüllungsfaktor nach den Regeln für Neuanlagen ein weiterer Vorteil für Ersatzanlagen. Neuanlagen werden lediglich für 12 Jahre ohne Erfüllungsfaktor bewertet. Somit wären Ersatzanlagen mit ihrer zusätzlichen vierjährigen Zuteilung auf Basis der Übertragungsregel im Vorteil, da diese Regelung für den Anlagebetreiber überschüssige Emissionsrechte mit sich bringt. Diese Ungleichbehandlung von Neu- und Ersatzanlagen hat die Wirkung einer Markteintrittsbarriere für Neuanbieter, da Betreiber, welche von der Ersatzanlagenregel Gebrauch machen können, durch den entstehenden Überschuss an Emissionsrechten ihre Investitions- und Preissetzungsspielräume ausweiten (Bode et al. 2005, S. 34ff.).

Des Weiteren lässt sich bei Gegenüberstellung der Geltungsdauer¹¹ des ZuG 2007 und der Realisierungsdauer einer Investition in z.B. große Verbrennungskraftwerke erkennen, dass die für die Realisierung der Investition benötigte Zeit bei Braunkohlekraftwerken über die Geltungsdauer des Zuteilungsgesetzes hinausgeht. Auch bei Steinkohlekraftwerken verbleibt die Zeit, die Investition zu realisieren, nur sehr knapp innerhalb des Geltungsbereichs. Die Errichtung eines Gaskraftwerkes wäre hingegen innerhalb dieses Zeitrahmens möglich. Doch ist z.B. das Ersetzen eines Braunkohlekraftwerks durch ein Gaskraftwerk in der Realität eher unwahrscheinlich, da Braunkohle wesentlich günstiger als Erdgas zu beziehen ist (Bode et al. 2005, S. 21f.).

Die Sonderzuteilung von CO₂-Emissionsrechten nach § 15 ZuG 2007 für eine Abschaltung von Kernkraftwerken hat den Zweck, die durch die Stilllegung erforderliche Mehrbelastung der konventionellen Kraftwerke und die dadurch steigenden Emissionen auszugleichen. Ohne eine Sonderzuteilung wären die Kernkraftwerksbetreiber durch den gesetzlich bestimmten Ausstieg aus der Atomenergie gegenüber anderen Marktteilnehmern benachteiligt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Sonderzuteilung zu gering ausfällt, um die anfallenden Mehremissionen auszugleichen. Dementsprechend müssten betroffene Betreiber die fehlenden Rechte auf dem Markt zukaufen und wären somit gegenüber anderen Marktteilnehmern im Nachteil, da sich ihre Investitions- und Preissetzungsspielräume verschlechtern (Bode et al. 2005, S. 35).

¹⁰ Die neue Anlage weist bessere Emissionswerte auf und beansprucht somit weniger Lizenzen.

¹¹ Gemeint ist die Zeitspanne vom Tage des Beschlusses des Zuteilungsgesetzes 2007 (28.05.2004) bis zum Ende der Geltungsdauer des Gesetzes, d.h. dem Ende der ersten Emissionshandelsperiode (31.12.2007).

2.3.2 Analyse des Umsetzungsprozesses in Deutschland

Zu Beginn der ersten Emissionshandelsperiode in Deutschland wird mit einer umfangreichen Protest- und Klagewelle gerechnet (Heinrichs 2005, S. 26). Insbesondere die Berücksichtigung von Early-Action-Maßnahmen bei der Erstallokation bietet Anlass für Rechtsstreitigkeiten (Fehl/Schwerd 2004, S. 166). So kritisiert Ebsen (2004, S. 42) das Fehlen einer vom Gesetzgeber vorgegebenen Definition, die Aufschluss darüber gibt, welche Handlungen als Early-Action-Maßnahmen angesehen werden. Voss (2003, S. 52) kritisiert weiter, dass der konjunkturelle Abschwung in den Basisperioden und die damit verbundenen Emissionsminderungen eine Anrechnung von Early-Action-Maßnahmen erschwert. Ebenfalls weist Ebsen (2004, S. 32) auf die Möglichkeit von Rechtsstreitigkeiten bei der Verteilung von Emissionsrechten nach Benchmark-Regeln hin. Angreifbar ist hier besonders die Definition der „besten verfügbaren Technik“. Weitere Streitpunkte sind die Definition des maßgeblichen Anlagebegriffs bei mehreren Betriebseinheiten, der Umfang der eventuellen anteiligen Zuteilungskürzung (Deckelung), die Zuteilung unter Widerrufsvorbehalt sowie die Frage, ob eine Anlage eine Ersatzanlage ist oder nicht (Heinrichs 2005, S. 26).

Des Weiteren wurde die Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie in Deutschland von einer erheblichen Einflussnahme verschiedenster Interessengruppen begleitet. Dies könnte Auswirkungen auf den Emissionsrechtemarkt haben. Als notwendige Bedingung für das Zustandekommen eines Marktes gilt die Generierung einer ausreichenden Nachfrage. Mit der Teilnahmepflicht für bestimmte Anlagen sowie deren Anfangsausstattung mit Emissionsrechten und der Festlegung von Sanktionen für den Fall einer Nichtabdeckung der Emissionen durch entsprechende Rechte sieht Michaelowa (2004b, S. 325) die Nachfrage nur auf den ersten Blick gesichert. Einen großen Einfluss auf die Nachfrage nach Emissionsrechten hat die Anfangsausstattung der Unternehmen mit Emissionsrechten. Es empfiehlt sich deshalb eine Zuteilung, welche sich an dem Business-as-usual-Emissionspfad¹² orientiert, da die Grenzvermeidungskosten der Emittenten eng mit diesem zusammenhängen. Die Folge wäre eine niedrige Zuteilung von Emissionsrechten an die Sektoren Industrie und Energie sowie eine hohe Zuteilung an die Sektoren Haushalte und Verkehr (Michaelowa 2004b, S. 325). Die vom Emissionshandel betroffenen Branchen, d.h. große CO₂-Emittenten wie z.B. die Energie-, Wärme- oder Stahlindustrie äußerten jedoch vehement ihre Partikularinteressen. So konnten diese in den meisten Teilnehmerstaaten, wie auch in Deutschland, großzügige Reduktionsziele, komplexe Sonderregelungen und eine generöse Verteilung von Emissionsrechten durchsetzen (Butzengeiger/Michaelowa 2004, S. 118). Auch hat in Deutschland ein handfester Streit zwischen dem Umwelt- und Wirtschaftsministerium zu den komplizierten und

¹² Der Business-as-usual-Emissionspfad ist der Emissionsverlauf ohne Beeinflussung durch klimapolitische Instrumente, wie z.B. Umweltsteuern oder dem Emissionshandel (Michaelowa 2004b, S. 325).

Umfangreichen Regeln des NAP und des ZuG 2007 beigetragen.¹³ Folge ist, dass nur diejenigen Industriezweige bzw. Anlagen, die nicht unter eine der zahlreichen Ausnahmeregelungen fallen, ihre Emissionen gegenüber den jeweiligen Basisjahren um 2,91% mindern müssen (Kemfert et al. 2004, S. 120). Betroffen davon sind vor allem kleine und mittlere Unternehmen (Michaelowa 2004b, S. 327).

Aus dieser Einflussnahme verschiedener Interessengruppen auf die Emissionsrechteverteilung resultiert die Möglichkeit einer Besserstellung einiger Branchen gegenüber anderen. Wird z.B. die Industrie zu großzügig mit Emissionsrechten ausgestattet, müssen andere Sektoren der Volkswirtschaft - etwa private Haushalte und der Verkehr - stärker belastet werden, um das Gesamtreduktionsziel zu erreichen. Diese Ungleichverteilung der Reduktionslasten könnte dazu führen, dass die Vermeidungsgrenzkosten zwischen den Sektoren der deutschen Volkswirtschaft nicht ausgeglichen werden. Daraufhin würden kostengünstige Emissionsvermeidungsmöglichkeiten in dem Sektor mit der besseren Emissionsrechteausstattung ungenutzt bleiben. Auch könnten ungleiche Grenzvermeidungskosten - beispielsweise durch Unterschiede zwischen Zertifikatspreisen und Steuern hervorgerufen - Handelsströme und Wettbewerbsbedingungen verändern (Fehl/Schwerd 2004, S. 167). Vor diesem Hintergrund ist zu beachten, dass in der ersten Emissionshandelsperiode der deutsche NAP für die Sektoren Industrie und Energie sowie die Sektoren Haushalte und Verkehr prozentual die gleichen Minderungsziele gegenüber der Periode 2000 bis 2002 vorgibt. Allerdings sind die freigesetzten Emissionen der nicht mit Emissionsrechten handelnden Sektoren, wie Haushalte und Verkehr, stark temperaturabhängig (z.B. heizen die Haushalte der Witterung angepasst). Wird ein tendenziell kälteres Jahr betrachtet, z.B. 1998, zeigt sich, dass die CO₂-Emissionswerte erheblich höher liegen als die durchschnittlichen Werte der Periode 2000 bis 2002. Der Minderungsanteil dieser Sektoren stiege dann erheblich. Damit würde ein deutliches Ungleichgewicht zwischen den Sektoren entstehen. Auch ist eine Minderungsverpflichtung in diesen Sektoren wesentlich schwerer zu erzielen als in den Energie- und Industriesektoren der Volkswirtschaft (Kemfert et al. 2004, S. 120).

Ebenfalls zu kritisieren ist die oligopolähnliche Verteilung der Emissionsrechte. Zwar nehmen in Deutschland mit ca. 2.400 Anlagen im Gegensatz zu anderen Mitgliedsstaaten relativ viele Anlagen am Emissionshandel teil, doch sind für ca. 90% der Emissionen nur ca. 13% der Anlagen verantwortlich. Meilinger et al. (2005, S. 46) befürchten aufgrund dieser Tatsache, dass die wenigen Großemittenten den Markt kontrollieren könnten. Diese Gefahr der Dominanz weniger Unternehmen auf dem Emissionsrechtemarkt ist in ganz Europa gegeben. Folge dieser Verteilung könnten eine fehlende bzw. eingeschränkte Einflussmöglichkeit der mit wenigen Emissionsrechten ausgestatteten Unternehmen auf das Marktgeschehen sein oder eine starke Beeinflussung des Marktpreises durch die besser ausgestatteten Unternehmen.

¹³ Siehe dazu auch Meinecke (2004, S. 6f.) sowie May (2004, S. 14ff.).

Auch eine Aufspaltung des Marktes in einen Markt für kleine Emittenten mit kleinen Handelsvolumina und einen Markt für große Emittenten mit einem dementsprechenden größerem Handelsvolumen wäre denkbar (Meilinger et al. 2005, S. 46). Aufgrund der geringen Handelsvolumina besteht für kleine und mittlere Unternehmen die Gefahr, dass die Marktpreise der Emissionsrechte die hohen Transaktionskosten nicht mehr ausgleichen. Dies bedeutet, dass insbesondere Kosten für Anmeldeverfahren, um am Emissionshandel teilnehmen zu können, Kosten der Verifizierung und Dokumentation der Emissionen sowie Kosten geeignete Handelspartner zu finden, nicht gedeckt werden (Schleich/Betz 2004, S. 121 f.).

Kemfert et al. (2004, S. 120) stellen abschließend fest, dass die komplizierten Regeln und zahlreichen Ausnahmeregeln des NAP weder ein optimales Emissionshandelsystem noch das Erreichen des gesamten Klimaschutzzieles garantieren können. Eine zu große Erstallokation könnte das Klimaschutzziel unterlaufen und eine den Wünschen der Lobbygruppen folgende Allokation könnte den Emissionshandel aufgrund einer Überausstattung an Rechten und der daraus resultierenden geringen Nachfrage nach Emissionsrechten gefährden (Kemfert et al. 2004, S. 120).

Um den Emissionshandel effizienter zu gestalten, wird eine frühzeitige und klare Schnittstellendefinition empfohlen, damit durch die flächendeckende Einsetzung von angebotenen Softwarelösungen Transaktionskosten gesenkt werden können. Auch wäre eine Ausdehnung des Emissionshandels auf weitere Bereiche der Volkswirtschaft mit dem Ziel, andere Großemittenten zu integrieren, sinnvoll. Somit ließe sich die derzeitige Ungleichverteilung der Marktmacht relativieren. Des Weiteren sollten die Verifizierungsstandards innerhalb der Teilnehmerstaaten vereinheitlicht werden, um eine gleiche Bewertung von Emissionen innerhalb der EU zu gewährleisten. In Deutschland zeigte sich, dass eine einheitliche Verifizierung von Emissionen aufgrund der unterschiedlichen Basisjahre unmöglich ist und deshalb klare Standards sowie einheitliche Akkreditierungsrichtlinien dringend notwendig sind. Eine Vereinheitlichung der Verifizierungsstandards würde den Wettbewerb fördern, da eine Standardisierung die Kosten senkt und folglich zu einem Anstieg der Anzahl von Marktteilnehmern führen würde. Darüber hinaus würden einheitliche Standards eine höhere Glaubwürdigkeit des Emissionshandels zur Folge haben (Meilinger et al. 2005, S. 48).

3. Auswirkungen auf die deutsche Energiewirtschaft

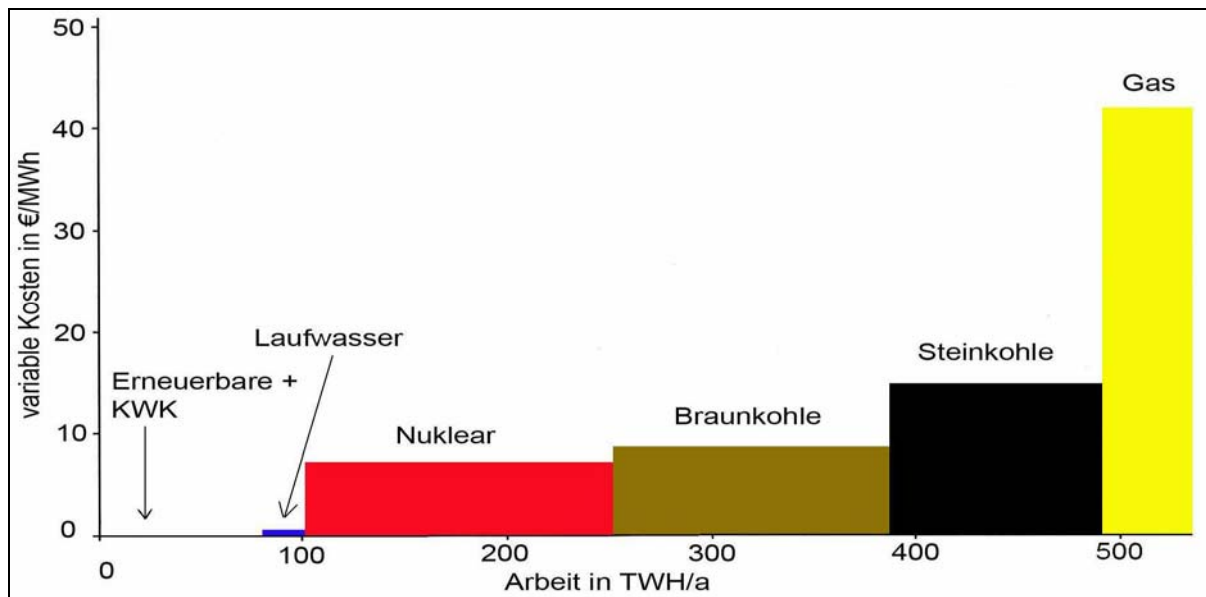
3.1 Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und die Kraftwerkparkstruktur

3.1.1 Auswirkungen des Emissionshandels auf bestehende Kraftwerke

Nach Fichtner (2005, S. 31ff.) bestehen die allgemeinen Aufgaben der Energiewirtschaft aus Energiegewinnung, -umwandlung, -verteilung und -nutzung. Der Energie-

versorgungssektor und damit in erster Linie die Elektrizitätsbereitstellung ist in Deutschland für ca. 38% der CO₂-Emissionen verantwortlich. Die mit dem Emissionshandel verbundene Verknappung des Rechtes CO₂-Emissionen freizusetzen, hat weitreichende Auswirkungen auf den Energieversorgungssektor und damit auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Der Emissionshandel beeinflusst sowohl den Einsatz der bestehenden Kraftwerke als auch die Investitionsanreize für Kraftwerksneubauten. Der deutsche Kraftwerkpark umfasst zur Zeit Kern-, Steinkohle-, Braunkohle-, Gas- und Wasserkraftwerke sowie Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien (Windkraft, Bioenergie und Solar) und KWK-Anlagen. Um den Energiebedarf der Bundesrepublik zu decken, erfolgt aufgrund des Wettbewerbs zwischen den einzelnen Anbietern der Einsatz des Kraftwerksparks im Wesentlichen unter Kostenminimierungsgesichtspunkten (Peek et al. 2004, S. 65). Die einzelnen Kraftwerke werden auf Grundlage der Deckungsbeitragsrechnung, d.h. nach Abfolge der niedrigsten variablen Kosten, eingesetzt. Diese Einsatzreihenfolge wird auch *Merit-Order* genannt. Der Einsatz basiert auf einer kurzfristigen, kostenoptimalen Entscheidung, welche mit Hilfe der Informationen über die an der Strombörse gehandelten Strommengen und deren Preise getroffen wird (Zander/Merten 2004, S. 58f.). Aufgrund des variierenden Bedarfs an Elektrizität und der fehlenden Möglichkeit Elektrizität zu speichern, wird der Bedarf durch unterschiedliche Kraftwerkstypen gedeckt (Peek et al. 2004, S. 65). Der Einsatz von Kraftwerken in der Bundesrepublik wird neben den variablen Kosten des Kraftwerkes durch die gesetzlich vorgeschriebene Abnahmepflicht für Energie aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien sowie KWK-Anlagen beeinflusst.

Wie in der **Grafik 1** dargestellt, standen vor Einführung des Emissionshandels aufgrund ihrer mit Abstand geringsten variablen Kosten die Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, neben den gesetzlich begünstigten KWK-Anlagen und Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien, an der Spitze der Merit-Order. Um den Grundbedarf an Energie, die so genannte Grundlast, decken zu können, werden nach den KWK-Anlagen und Kraftwerken auf Basis der erneuerbaren Energien Kernkraftwerke, gefolgt von Braunkohlekraftwerken, eingesetzt (Zander/Merten 2004, S. 60). Ist die Leistung der Grundlastkraftwerke ausgeschöpft, kommen Mittellastkraftwerke wie z.B. Steinkohle- sowie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) zum Einsatz. Der Spitzenbedarf wird z.B. durch Gasturbinenkraftwerke gedeckt (Peek et al. 2004, S. 65). In der Grafik 1 symbolisiert die Höhe der Balken die variablen Kosten der Kraftwerkstypen. Die Breite der Balken stellt die jeweilige Stromerzeugung dar (Zander/Merten 2004, S. 60). Speicherwasserkraftwerke und reine Gaskraftwerke werden nicht berücksichtigt.



Grafik 1: Verlauf der Merit-Order vor Einführung des Emissionshandels.

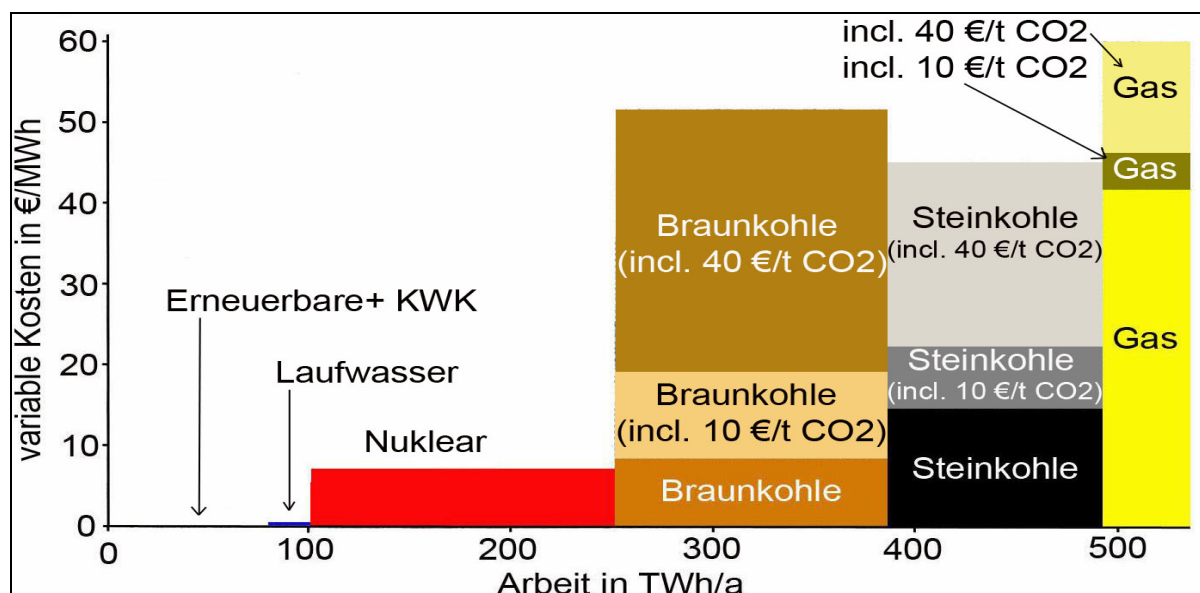
Quelle: In Anlehnung an Zander und Merten (2004, S. 60).

Unter den Bedingungen des Emissionshandels müssen alle Kraftwerkstypen aufgrund ihrer nun bewerteten spezifischen Emissionen und der daraus folgenden unterschiedlichen neuen Kostenstruktur hinsichtlich ihrer Wettbewerbsposition gegenüber anderen Kraftwerken neu bewertet werden. Die durch die Emissionsrechte hervorgerufenen Belastungen für die einzelnen Kraftwerke hängen vom Zertifikatspreis, dem Wirkungsgrad der Anlage und den eingesetzten Brennstoffen ab (Peek et al. 2004, S. 71).

Die Autoren Zander und Merten (2004, S. 62) untersuchen die Auswirkungen des Emissionshandels auf die Merit-Order mit Hilfe eines Modells, welches allerdings den deutschen NAP und das ZuG 2007 nicht berücksichtigt. Ihren Ergebnissen zu Folge verbleiben nach Einführung des Emissionshandels an der Spitze der Merit-Order CO₂-freie Kraftwerke auf Basis der erneuerbaren Energien sowie Kernkraftwerke. Die Position von Braunkohlekraftwerken verschlechtert sich dagegen bei einem unterstellten CO₂-Zertifikatspreis von 10 €/EU-Allowance.¹⁴ Steinkohle- und Gaskraftwerke hingegen verbessern ihre Position aufgrund ihrer geringeren Emissionen. Ein Preis von 10 €/EUA wirkt zwar insbesondere preisstigernd auf Braunkohlekraftwerke, verändert die Reihenfolge der Merit-Order jedoch nicht. Hingegen hat ein Preis von 40 €/EUA die Abstufung der Braunkohlekraftwerke aus den Grundlastkraftwerken in die Mittellastkraftwerke zur Folge. Steinkohlekraftwerke nehmen im Gegenzug die alte Position der Braunkohlekraftwerke ein (Zander/Merten 2004, S. 62). **Grafik 2** veranschaulicht die Wirkung der Zertifikatspreise. Dargestellt werden die ursprüngliche Merit-Order und die Veränderungen, die sich in den variablen Kosten mit Einführung des Emissionshandels durch Zertifikatspreise von 10 bzw. 40 €/EUA ergeben.

¹⁴ Eine EU-Allowance (EUA) entspricht dem Recht, eine Tonne CO₂ zu emittieren.

Es ist zu erkennen, dass ein Zertifikatspreis von 10 €/EUA keine Veränderung mit sich bringt. Bei einem Zertifikatspreis von 40 €/EUA zeigt sich jedoch eine deutliche Verbesserung der variablen Kosten der Steinkohlekraftwerke gegenüber denen der Braunkohlekraftwerke. In diesem Fall würden die Steinkohlekraftwerke vor die Position der Braunkohlekraftwerke rücken.



Grafik 2: Veränderung der Merit-Order bei einem Zertifikatspreis von 10 €/EUA und von 40 €/EUA.

Quelle: In Anlehnung an Zander und Merten (2004, S. 60).

Auch Reckow (2004, S. 265ff.) untersucht die Veränderung der Kostenstruktur durch den Emissionshandel für bestehende Kraftwerke mit Hilfe eines Modells, jedoch unter Berücksichtigung des NAP und des ZuG 2007. Kraftwerke, die unter die Early-Action-Regel fallen, brauchen keine Minderungsmaßnahmen durchzusetzen und erfahren deshalb keine Veränderungen in ihrer Kostenstruktur. Bei Altanlagen, die nicht unter diese Sonderregelung fallen sondern nach dem Grandfathering-Prinzip unter Beachtung eines Erfüllungsfaktors Emissionsrechte erhalten, wirken sich die CO₂-Emissionen kostensteigernd auf die variablen Kosten aus. Ergebnis der Analyse ist, dass die Kostensteigerungen bei einem angenommenen Preis von 15 €/EUA für bestehende Kraftwerke relativ gering ausfallen. Braunkohlekraftwerke werden auch hier am stärksten belastet. Steinkohlekraftwerke werden aufgrund des niedrigen Kohlenstoffgehalts der Steinkohle geringer belastet als Braunkohlekraftwerke. Für GuD-Kraftwerke ergibt die Analyse bei einer Zuteilung nach dem Grandfathering-Prinzip die geringste Kostenbelastung.

Peek et al. (2004, S. 72) analysieren die Auswirkungen des Emissionshandels auf bestehende Kraftwerke mit Hilfe des Cogeneration in European Electricity Markets Model (CEEM-Modell) und des German Electricity Market Simulation Model (GEMS-

Modell)¹⁵. Die Analyse wurde unter der Annahme eines Zertifikatspreises von 5 €/EUA in der ersten Emissionshandelsperiode und eines Zertifikatspreises von 10 €/EUA in der zweiten Periode durchgeführt. Die spezifischen Regeln des NAP und des ZuG 2007 wurden bei der Analyse nicht berücksichtigt. Als Ergebnis kristallisiert sich heraus, dass insbesondere Kernkraftwerke, welche nicht emittieren, ihren Gewinn aufgrund des CO₂-Emissionshandels und der damit verbundenen Strompreiserhöhung durch Berücksichtigung der Zertifikatskosten steigern können. Ein weiteres Ergebnis ist, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke die zusätzlichen Kosten der CO₂-Zertifikate nur bedingt mittels einer Strompreiserhöhung ausgleichen können. Der CO₂-Ausstoß wird jedoch langfristig weiter steigen, wenn die politische Entscheidung des Atomausstiegs bestehen bleibt und kein umfassender Ausbau von CO₂-freien bzw. CO₂-neutralen Kraftwerken stattfindet. Insgesamt rechnen Peek et al. (2004, S. 73) bis zum Jahre 2008 bzw. 2010 mit keinen umfassenden Änderungen an der Gesamtsituation bereits existierender Anlagen.

Die Auswirkungen des ZuG 2007 auf bestehende KWK-Anlagen waren Bestandteil einer Untersuchung von Nill et al. (2004). Eine Zuteilung nach dem Grandfathering-Prinzip und die Sonderzuteilung an Emissionsrechten bei Steinkohle-KWK-Anlagen reichen nicht aus, um die Emissionen zu decken. Aufgrund dessen ist ein Zukauf von Emissionsrechten auf dem Markt erforderlich. KWK-Anlagen auf Erdgasbasis erhalten jedoch genügend Emissionsrechte, so entstehen für sie keine zusätzlichen Kosten durch einen Zukauf von Emissionsrechten. Als Fazit lässt sich formulieren, dass der Emissionshandel auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen nur einen geringen Einfluss hat (Nill et al. 2004, S. 16ff.).

3.1.2 Veränderung der Investitionsanreize

Die Reformierung des Strommarktes und der daraus folgende Wettbewerbsdruck bewirkten in den vergangenen Jahren einen Einbruch der Großhandelspreise für Strom in Deutschland (Briese/Pabsch 2004, S. 72). Als Reaktion versuchten die Energieerzeuger durch den gemäßigten Abbau von Kapazitäten, dem Aufschub von Kraftwerksneubauten sowie Effizienzsteigerungen ihre Kosten zu senken. Folge dieser Reaktion und des von der derzeitigen Bundesregierung angestrebten Ausstiegs aus der Kernenergie ist, dass auf mittelfristige Sicht Kraftwerke erneuert bzw. ersetzt werden müssen, um eine drohende Versorgungslücke zu verhindern. Das Marktforschungsinstitut *trend:research* sieht die Entstehung einer Versorgungslücke von 43.000 MW in Deutschland bis ins Jahr 2020 voraus (Briese/Pabsch 2004, S. 72f.). Auch das *bremer energie institut* prognostiziert aufgrund der genannten Gründe einen Kapazitätsrückgang von ca. 40.000 bis 50.000 MW bis zum Jahr 2020 (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 3-13). Für die Schließung dieser Kapazitätslücke sind laut aus-

¹⁵ Weitere Informationen zum CEEM-Modell siehe EWI (b) sowie zum GEMS-Modell siehe EWI (a).

fürlicher Befragung der Elektrizitätsbranche bis 2020 mindestens 45 neue Kraftwerke notwendig. Aber auch ohne den Ausstieg aus der Kernenergie müssen bereits bis 2010 neue Kraftwerke errichtet werden (Briese/Pabsch 2004, S. 72). Die Veränderung der Wirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerkstypen durch den Emissionshandel hat eine Veränderung der Investitionsanreize und damit der Investitionsentscheidungen für Kraftwerksneubauten zur Folge.

Die Bundesregierung fördert derzeit Investitionen in Kraftwerksanlagen auf Basis der erneuerbaren Energien. Pfaffenberger und Hille (2004, S. 3-14) sehen jedoch keine Möglichkeit, die Kapazitätslücke mit Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien zu schließen, falls diese ungleichmäßig Energie erzeugen. Anlagen, die entsprechend der Wetterlage ungleichmäßig Strom erzeugen, sind beispielsweise Windkraft- oder Solaranlagen (Photovoltaik-Anlagen). Bei einer ungleichmäßigen Einspeisung von Energie ins Stromnetz müssen andere Kraftwerke die Leistungsschwankungen ausgleichen (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 3-14). Dies würde bei diesen zu Lastschwankungen führen, zumal deren Wirkungsgrad durch das kurz aufeinander folgende An- und Runterfahren sinken würde. Ein niedrigerer Wirkungsgrad verursacht aufgrund der schlechteren Umsetzung der Primärenergie in Strom höhere CO₂-Emissionen (Schilling 2004, S. 7). Wasserkraftwerke beispielsweise können eine relativ gleichmäßige Energieversorgung gewährleisten. Doch aufgrund der geomorphologischen Struktur Deutschlands kann kaum mit einem weiteren Ausbau der Wasserkraftwerksstruktur gerechnet werden (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 3-8). Auch ist mit keiner großen Steigerung der Wirkungsgrade von Wasserkraftwerken zu rechnen, da moderne Kraftwerke bereits sehr hohe Wirkungsgrade besitzen (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 6-13). Photovoltaikanlagen sind beim derzeitigen Stand der Technik ebenfalls nicht in der Lage, konventionelle oder atomare Kraftwerke zu ersetzen. Nur Biomassekraftwerke und eine geothermische Stromerzeugung werden bei steter Weiterentwicklung der Technik in Zukunft einen entscheidenden Beitrag zur Stromerzeugung liefern können (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 5-7). Neben der aus politischen Gründen ausgeschlossenen Kernenergie und den noch nicht grundlastfähigen erneuerbaren Energien bietet Erdgas den Vorteil eines niedrigeren Emissionsfaktors gegenüber der Stein- und Braunkohle sowie den Vorteil eines höheren Wirkungsgrades in der Verstromung (Reckow 2004, S. 264).

Die Veränderung von Investitionsentscheidungen für CO₂ emittierende Kraftwerkstypen unter Bedingungen des deutschen NAP untersucht Reckow (2004, S. 265f.) mit Hilfe seines Modells. Das ZuG 2007 und dessen Zuteilungsregeln für Neuanlagen bei einem angenommenen Preis von 15 €/EUA bewirkt eine Verbesserung der Wettbewerbsposition von GuD-Kraftwerken. Es ist sogar mit einem Überschuss an Emissionsrechten für GuD-Kraftwerke zu rechnen, da der vom Gesetzgeber gewählte Benchmark höher als die tatsächlichen Emissionen eines modernen GuD-Kraftwerkes ist. Die zusätzlichen Kosten durch CO₂-Emissionen für Braunkohlekraft-

werke, die ihre Emissionsrechte nach der Regel für Neuanlagen erhalten haben, steigen jedoch deutlich. Für Steinkohlekraftwerke hingegen entstehen keine zusätzlichen Kosten, da eine auf dem Strombenchmark basierende Zuteilung für moderne Steinkohlekraftwerke laut der Untersuchung genau ausreichend ist. Unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts und eines daraus resultierenden höheren Wirkungsgrades verbessert sich zwar die Kostenstruktur neuer Braunkohlekraftwerke, welche nach der Neuanlagenregel Emissionsrechte erhalten. GuD-Kraftwerke können jedoch unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts ihre Kostenstruktur aufgrund einer wachsenden Anzahl überschüssiger Emissionsrechte ebenfalls weiter verbessern. Für Steinkohlekraftwerke fallen auch weiterhin keine zusätzlichen Kosten an.

Folge der Veränderung der Kostenstrukturen unter Berücksichtigung der Regeln für Neuanlagen ist ein deutlicher Investitionsanreiz für GuD-Kraftwerke (Reckow 2004, S. 267ff.). Auch Investitionen in Erdgaskraftwerke werden durch die Übertragungsregel begünstigt. Am vorteilhaftesten wäre es, Kohlekraftwerke durch Erdgaskraftwerke zu ersetzen, da durch diese Investitionsentscheidung der größte Überschuss an Emissionsrechten entsteht. Bei einer Investitionsentscheidung für Steinkohlekraftwerke als Ersatz für Braunkohle- oder Steinkohlekraftwerke führt die Übertragungsregel ebenfalls zu einem Überschuss an Zertifikaten. Dieser ist jedoch geringer als bei einer Investition in GuD-Kraftwerke. Eine Ersatzinvestition in Braunkohlekraftwerke erwirkt in keinem Fall einen Zertifikatsüberschuss.

Ebenfalls Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen von Unternehmen haben die erwarteten Energieträgerpreise. Die Preisbildung für Erdgas und Steinkohle erfolgt auf dem Weltmarkt im Gegensatz zur Braunkohle, welche in großen Mengen in Deutschland verfügbar ist. Der Braunkohlepreis unterliegt daher laut Reckow (2004, S. 268) in der Zukunft nur geringen Schwankungen. Das Preisniveau für Steinkohle und Erdgas könnte jedoch in der Zukunft ansteigen, da die Nachfrage auf dem Weltmarkt nach Steinkohle und besonders in Europa nach Erdgas zunehmend steigt und vermutlich auch weiter steigen wird. Das Modell zeigt, dass unter Annahme aktueller, moderner Kraftwerkstechnologien sowie Zertifikatspreisen von 5 bzw. 15 oder 25 €/EUA GuD-Kraftwerke in die Mittellast rücken, wenn sich der Steinkohlepreis leicht erhöht und der Erdgaspreis geringfügig sinkt. Bei steigenden Zertifikatspreisen erlangen GuD-Kraftwerke nur geringe Vorteile, da Steinkohlekraftwerke aufgrund des Benchmarks weiterhin kostenneutral behandelt werden. Braunkohlekraftwerke erfahren unter den Energieträgerpreisveränderungen eine deutliche Verschlechterung ihrer Wettbewerbsposition, da sie trotz des gleich bleibenden Energieträgerpreises durch den Strombenchmark stark belastet werden.

Im Endeffekt hält Reckow (2004, S. 270) einen Einsatz von Erdgaskraftwerken im Grundlastbereich für möglich, da sowohl die Übertragungsregel als auch die Zuteilungsregeln für Neuanlagen des ZuG 2007 deutliche Anreize für GuD-Kraftwerke auf

Erdgasbasis setzen. Zugleich wendet er ein, dass als Voraussetzung extrem hohe Zertifikatspreise oder sehr niedrige Erdgaspreise vorliegen müssten. Eine Positionierung von GuD-Kraftwerken in der Mittellast ist deshalb wahrscheinlicher. Ebenfalls für diese Annahme spricht, dass die Kostenvorteile von Gaskraftwerken durch steigende Wirkungsgrade von Kohlekraftwerken ausgeglichen werden könnten. Steinkohlekraftwerke wären trotz einer deutlichen Verbesserung ihrer Wettbewerbsposition gegenüber den Braunkohlekraftwerken weiterhin in der Mittellast tätig, da Braunkohlekraftwerksbetreiber weiter auf kostengünstige Braunkohleförderungsmöglichkeiten in Deutschland und Wirkungsgradsteigerungen im Rahmen des technischen Fortschritts bauen können (Reckow 2004, S. 268). Folglich verbleiben die Braunkohlekraftwerke in der Grundlast.

Zander und Merten (2004, S. 62) analysieren die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks bis in die Jahre 2020/2030 unter Berücksichtigung der Umsetzung des europäischen Emissionshandelssystems sowie des technischen Fortschritts¹⁶ und der damit einhergehenden Wirkungsgradsteigerungen als auch dem Atomausstieg und dem Ersatz veralteter konventioneller Kraftwerke. Der deutsche NAP und das ZuG 2007 finden jedoch keine Beachtung. Ebenfalls fließt die Erwartung eines moderaten Anstiegs der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas in die Analyse ein (Zander/Merten 2004, S. 63). Für Braunkohle werden hingegen keine relevanten Schwankungen oder Preiserhöhungen erwartet (Prognos 2002, S. 17). Zander und Merten (2004, S. 64) gehen aufgrund ihrer Untersuchung davon aus, dass unter Berücksichtigung der künftigen technischen Entwicklung im Kraftwerksbau moderne Braunkohlekraftwerke mit hohen Wirkungsgraden erst ab einem Zertifikatspreis von 35 €/EUA höhere variablen Kosten aufweisen als zukünftige Steinkohlekraftwerkstypen oder GuD-Kraftwerkstypen. Insgesamt wird laut dieser Studie mit keiner Verdrängung der Position in der Merit-Order für die in den letzten drei, vier Jahren errichteten Braunkohlekraftwerken bis ins Jahr 2030 gerechnet. Ältere Braunkohlekraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden, welche vor 1980 errichtet wurden, werden allerdings aufgrund ihrer stark ansteigenden variablen Kosten an Wettbewerbsfähigkeit verlieren. Entsprechende Kraftwerkstypen sind nach Einschätzung beider Autoren bereits ab einem Zertifikatspreis von 10 bis 15 €/EUA modernen sowie künftigen Steinkohlekraftwerken unterlegen. Steinkohlekraftwerke werden jedoch ihre Position in der Merit-Order erst mit höheren Wirkungsgraden als den heutigen und ab einem Zertifikatspreis von 25 €/EUA gegenüber den heutigen modernen Braunkohlekraftwerken verbessern. Moderne GuD-Kraftwerke könnten bei einem sehr hohen Zertifikatspreis von knapp 40 €/EUA und voller Auslastung moderne Braunkohlekraftwerke aus der Grundlast verdrängen (Zander/Merten 2004, S. 63f.).

¹⁶ Die Annahmen dieser Studie über den technischen Fortschritt und seine Auswirkungen auf die Entwicklung der Kraftwerke basieren auf dem Bericht „Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft“ der Prognos AG aus dem Jahr 2002.

Im Falle einer Investition in KWK-Neuanlagen erfolgt die Zuteilung von Emissionsrechten nach einem doppelten Benchmark für Strom und Wärme. Des Weiteren erhalten sie eine Emissionsrechtesonderzuteilung (Nill et al. 2004, S. 14ff.). Die Gesamtsumme der zugeteilten Emissionsrechte ist deutlich höher als die von der jeweiligen Neuanlage benötigte Emissionsrechtemenge. Von der Zuteilung profitieren insbesondere GuD-KWK-Neuanlagen, doch auch für Neuanlagen auf Steinkohlebasis entsteht aufgrund der Zuteilungsregeln für KWK-Neuanlagen ein Emissionsrechteüberschuss. Dementsprechend wird durch das ZuG 2007 ein deutlicher Anreiz zur Investition in KWK-Anlagen gesetzt. Die Auswirkungen der Ersatzanlagenregel auf KWK-Anlagen waren jedoch nicht Bestandteil der Untersuchung von Nill et al. (2004).

3.1.3 Zusammenfassung der Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz und die Kraftwerkparkstruktur

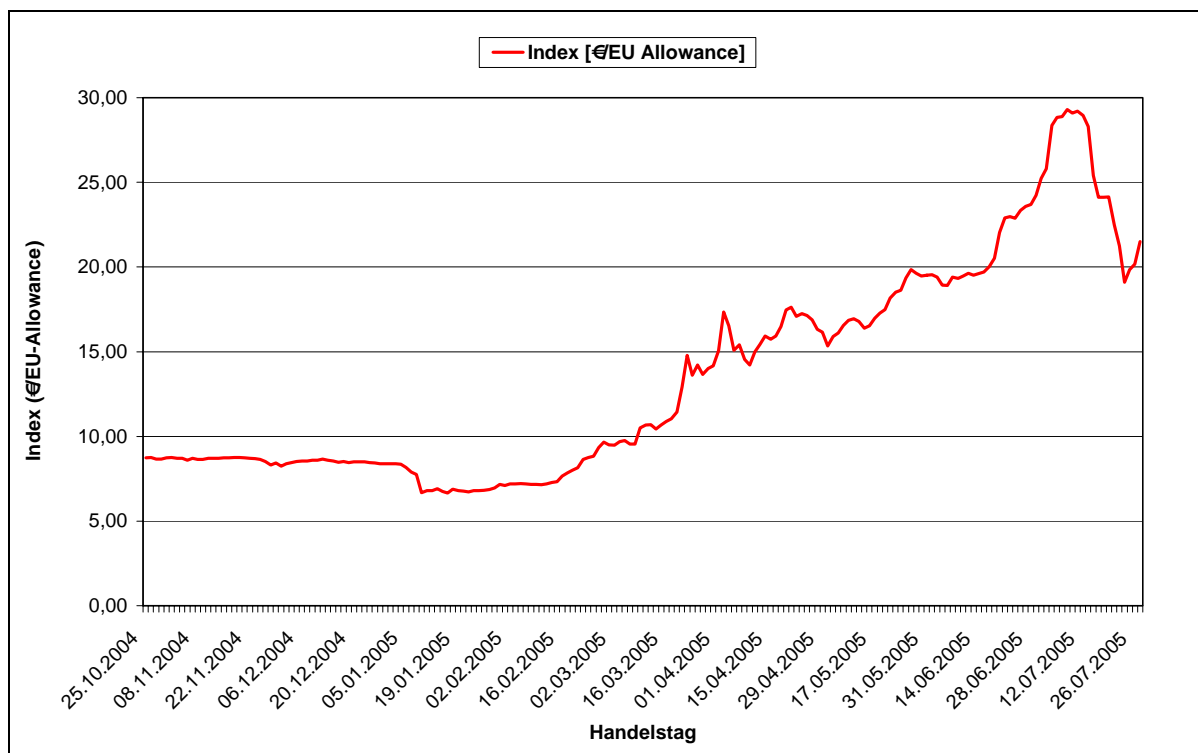
Für bestehende Kraftwerke ergeben sich durch die Einführung des Emissionshandels nach Meinung der vorgestellten Autoren keine gravierenden Änderungen in der Kostenstruktur und dem Einsatzverhalten. Allerdings untersuchen nur Reckow (2004) und Nill et al. (2004) die direkten Auswirkungen des deutschen NAP und des ZuG 2007 auf bestehende Kraftwerke und KWK-Anlagen. Ihre gezogenen Schlüsse unterscheiden sich nicht wesentlich von denen der anderen Autoren. Im Ergebnis ist eine Veränderung der Einsatzreihenfolge für bestehende Kraftwerke nur unter sehr hohen Zertifikatspreisen von mindestens 40 €/EUA zu erwarten. In diesem Fall würden im Modell von Zander und Merten (2004) Braunkohlekraftwerke in der Grundlast durch Steinkohlekraftwerke und GuD-Kraftwerke ersetzt werden. Insgesamt verschlechtert sich die Wettbewerbsposition der Braunkohlekraftwerke aufgrund ihrer gegenüber den anderen Kraftwerkstypen hohen CO₂-Emissionen. Kraftwerke auf Erdgasbasis können infolge ihres besonders hohen Wirkungsgrades und daher niedrigen Emissionen ihre Wettbewerbsposition verbessern. Zu beachten ist jedoch, dass für bestehende Kraftwerksanlagen, welche unter die Early-Action-Regel fallen, sich durch die Einführung des Emissionshandelssystems keine zusätzlichen Kostenbelastungen hinsichtlich ihrer spezifischen Emissionswerte ergeben. Nur für bestehende Kraftwerke, welche mittels der Grandfathering-Regel Emissionsrechte erhalten, entstehen zusätzliche Kostenbelastungen durch die Erfordernis Emissionsrechte zuzukaufen, um nicht die Produktion einschränken zu müssen.

Einen wesentlich stärkeren Einfluss hat die Einführung des Emissionshandels auf Investitionsanreize für Kraftwerksneubauten. Die genannten Autoren kommen zu dem Schluss, dass insbesondere für Kraftwerke auf Erdgasbasis aufgrund ihrer geringen Emissionswerte positive Investitionsanreize durch das Emissionshandelssystem gesetzt werden. Um eine in Zukunft drohende Versorgungslücke von 40.000 bis 50.000 MW schließen zu können, wird mit einem verstärkten Ausbau des Kraftwerk-

parks gerechnet. Mit Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien ist diese Lücke nicht zu schließen, da diese entweder nur unregelmäßig Energie liefern, technisch für einen Großeinsatz noch nicht ausgereift sind oder ihr Potenzial bereits ausgeschöpft ist. Ein verzögerter Ausstieg aus der Kernenergie hätte einen wesentlich geringeren Kapazitätsrückgang zur Folge, wird aber von der derzeitigen Bundesregierung politisch nicht angestrebt. Durch das ZuG 2007 werden insbesondere Investitionen in GuD-Kraftwerke begünstigt. Eine entsprechende Investition würde einen Überschuss an Emissionsrechten zur Folge haben. Eine Investition in Steinkohlekraftwerke würde zumindest eine ausreichende Zuteilung von Emissionsrechten aufgrund des genau ausreichenden Benchmarks zur Folge haben. Im Endeffekt wird zwar durch den Emissionshandel ein verstärkter Anreiz gesetzt, besonders in GuD-Kraftwerke und auch in Steinkohlekraftwerke zu investieren. Vor dem Hintergrund steigender Wirkungsgrade und der Unsicherheit bezüglich der Gas- und Steinkohlepreise gegenüber der heimisch verfügbaren Braunkohle, ist jedoch mit keiner Verdrängung der Braunkohlekraftwerke zu rechnen. Einzig ein sehr hoher Zertifikatspreis würde GuD-Kraftwerken einen Vorstoß in die Grundlast ermöglichen und somit verstärkte Investitionsentscheidungen für GuD-Kraftwerke forcieren. Steinkohlekraftwerke werden vermutlich in der Mittellast verbleiben, da die gesetzten Anreize nicht ausreichen, um die Preisvorteile der Braunkohle auszugleichen.

Alle Untersuchungen wurden vor dem offiziellen Beginn des Emissionshandels am 1. Januar 2005 unter der Annahme eines Zertifikatspreises von 5 bis zu 40 €/EUA durchgeführt. Die Tagespreise des Spotmarkts für Emissionsrechte an der Leipziger Strombörse European Energy Exchange (EEX) lagen am 27. Juli 2005 bei 20,90 €/EUA und der European Carbon Index 05 bei 21,50 €/EUA. Die EUA-Preisentwicklung wird laut der Bankengruppe der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW 2005, S.17) langfristig durch die Höhe der CO₂-Vermeidungskosten, das existierende CO₂-Vermeidungspotenzial, dem Anteil einer CO₂-freien Stromproduktion an der Gesamtstromproduktion, dem Wirtschaftswachstum der EU-Mitgliedsstaaten, der Anzahl der durch CDM-, bzw. JI-Projekte erwirtschafteten zusätzlichen Emissionsrechte sowie ab 2008 mit dem Einbringen überschüssiger „assigned amount units“ (AAU),¹⁷ so genannter „hot air“, durch osteuropäische Staaten und Russland bestimmt. Kurzfristige Auswirkungen auf die Preisentwicklung der EUA sind politische Entwicklungen, das Wetter, das Kauf- und Verkaufsverhalten, sowie das Verhältnis der Kohle- zu den Gaspreisen. Die **Grafik 3** zeigt den Verlauf der Kostenkurve des European Carbon Index seit Handelsbeginn. Am 25.10.2004 begann der Handel auf dem Terminmarkt für Emissionsrechte. Zu erkennen ist nach einem verhaltenen Start ein steter Anstieg seit März 2005, welcher zuletzt zwar einen kurzzeitigen Einbruch aufweist, doch den Anzeichen nach weiter ansteigt.

¹⁷ Mit „assigned amount units“ (AAU) werden international handelbare Emissionsrechte der Annex-B-Staaten bezeichnet (Michaelowa 2001, S. 12)



Grafik 3: Verlauf des European Carbon Index 05 im Zeitraum vom 25.10.2004 bis zum 27.07.2005.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Daten der EEX.

Der Verlauf des European Carbon Index wird mit der Erhöhung des Importsteinkohlepreises sowie den stark ansteigenden Ölpreisen begründet (KfW 2005, S. 17ff.). Doch auch politische Faktoren, z.B. das Verhindern einer Aufweichung der Minderungsziele in den NAP durch die Europäische Kommission, trugen zu dem starken Anstieg des EUA-Preisniveaus bei, da so eine Verknappung der Emissionsrechte sowie eine Stärkung des Vertrauens in den Emissionsrechtemarkt erzielt wurde. Diese Entwicklung wurde durch das Verhalten der Anbieter und Nachfrager verstärkt, welche sich vermutlich aufgrund ihrer geringen Erfahrung mit dem Emissionshandelssystem rechtzeitig mit ausreichend Emissionsrechten ausstatten wollten, wobei Anbieter von Emissionsrechten vermutlich aus den selben Gründen nur geringe Mengen auf den Markt offerierten. Auch das Wetter trug zu der Preisentwicklung der EUA bei. So wirkte insbesondere der Kälteeinbruch im Februar aufgrund des steigenden Wärmebedarfs preissteigernd. Gleiches bewirkte die starke Trockenheit in Spanien und Portugal, mit welcher ein Rückgang der Stromerzeugung von Wasserkraftwerken verbunden war und eine steigende Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis auslöste.

Verbleibt das Preisniveau, wie derzeit, bei etwas über 20 €/EUA, ist mit keiner Neuordnung der bisherigen Merit-Order zu rechnen. Ein derartiges Preisniveau verschlechtert zwar die Wettbewerbsfähigkeit von Braunkohlekraftwerken, diese werden jedoch nicht aus der Grundlast verdrängt. Ebenso ist nicht zu erwarten, dass in Zu-

kunft der an den Ölpreis gekoppelte Gaspreis oder die Steinkohlepreise fallen, da in den rasant wachsenden Volkswirtschaften dieser Welt eine beträchtliche und weiter steigende Nachfrage nach Steinkohle und Öl herrscht (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI/Prognos 2005, S. XX). Eine genaue Prognose der EUA-Preisentwicklung ist dessen ungeachtet laut Aussage der KfW-Bankengruppe (KfW 2005, S. 20) aufgrund der vielschichtigen Wirkungszusammenhänge der einzelnen Einflussfaktoren nicht möglich. Ein Preis von 20 bis 30 €/EUA zu Jahresende ist jedoch wahrscheinlich.

3.2 Wirkung auf den Strompreis

3.2.1 Der deutsche Strommarkt

Derzeit befindet sich der europäische Strommarkt in einer Umbruchssituation. Die europäische Kommission schreibt eine vollständige Marktöffnung bis zum Jahr 2007 vor. Ziel der Liberalisierung ist die Senkung des Strompreises sowie die Gewährleistung der Versorgungssicherheit¹⁸ (Kemfert 2004, S. 646). Um dies zu erreichen, muss ein Wettbewerb unter den Stromproduzenten sowie der freie Zugang zu den Übertragungs- und Verteilungsnetzen für alle Stromversorger gewährleistet sein (Borgmann 2004, S. 51). Deutschland liberalisierte 1998 den Strommarkt durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vollständig. Regionale Gebietsmonopole wurden aufgehoben und Endverbrauchern die Möglichkeit gegeben, einen Stromlieferanten frei zu wählen (Pfaffenberger/Hille 2004, S. 9-1). Aufgrund der Tatsache, dass die europäischen Staaten mit der Liberalisierung ihrer Strommärkte unterschiedlich weit fortgeschritten sind, liegt eine Wettbewerbsverzerrung auf dem europäischen Strommarkt vor (Kemfert 2004, S. 646). So führt z.B. die Liberalisierung in Deutschland gekoppelt mit den Regelungen bezüglich des Atomausstiegs und der Förderung der erneuerbaren Energien sowie den daraus resultierenden höheren Produktionskosten zu einem verstärkten Import von Strom aus Frankreich und Polen (Kemfert 2003, S. 14). Folge der deutschen Reformen war zunächst ein Sinken der Strompreise aufgrund des verstärkten Wettbewerbs zwischen den einzelnen Stromanbietern. Doch um unter den Bedingungen des wachsenden Wettbewerbs weiterhin konkurrenzfähig zu bleiben, reagierten die Stromanbieter mit Fusionen, um möglichst kosteneffizient Strom anbieten zu können (Kemfert 2004, S. 647). Eine Fusion bietet die Möglichkeit, die mit der Erweiterung des Kraftwerkparks um verschiedenste Kraftwerkstypen entstehenden kostensenkenden Größenvorteile zu nutzen. Ebenfalls bietet eine Fusion die Möglichkeit, mit speziell geeigneten Kraftwerken auf die unterschiedlichen Bedürfnisse des Marktes zu reagieren. Fusionen von Stromanbietern könnten jedoch zu einer oligopolistischen Strommarktstruktur führen. Eine oligopolis-

¹⁸ Das Ziel der Versorgungssicherheit durch eine Liberalisierung der Strommärkte ist jedoch nicht unbedingt gewährleistet. Näheres siehe Erdmann (2004, S. 8ff.).

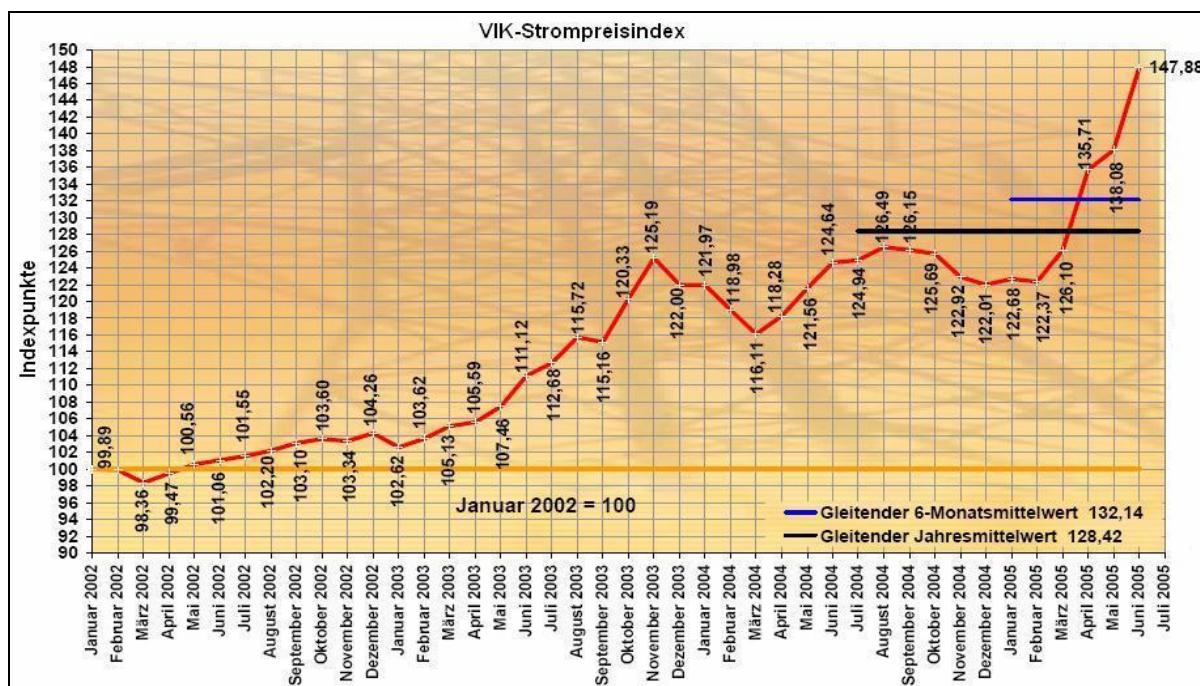
tische Marktstruktur kann jedoch unter anderem zu einem Anbieterverhalten führen, welches einen möglichst geringen Output erzeugt, um hohe Preise zu erzielen. In Deutschland ist das Resultat der Fusionsentwicklung der Stromanbieter eine oligopolähnliche Marktstruktur. So wird der deutsche Strommarkt derzeit von vier großen Anbietern dominiert: E.ON, Vattenfall Europe, Energie Baden-Württemberg (EnBW) und der Rhein-Westfälischen Elektrizitätswerks AG (RWE). Laut Kemfert (2004, S. 646f.) kann bei einer oligopolistischen Marktstruktur mit steigenden Strompreisen gerechnet werden. Auch in Deutschland kommt es seit 2001 wieder zu Strompreissteigerungen.

3.2.2 Wirkung des Emissionshandels auf den Strompreis

Die Preisentwicklungen an der deutschen Strombörse EEX sind ausschlaggebend für die deutschen Strompreise. Strom ist ein kaum lagerfähiges, homogenes Produkt (Müsgens 2004, S. 5). Aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit und der daraus resultierenden Erfordernis, den Strom umgehend zu liefern und zu verbrauchen, wirken Angebot und Nachfrage direkt auf den Strompreis (Kramer 2002, S. 31). Einflussfaktoren für den Strompreis sind, neben dem Verbraucherverhalten und der daraus resultierenden Nachfrage sowie dem Stromangebot aufgrund der verfügbaren Kraftwerksleistung, z.B. das Wetter, Primärenergieträgerpreise, Netzpreise und die gesetzlichen Rahmenbedingungen (Borgmann 2004, S. 114f.). Seit Januar 2005 kommt der Emissionshandel als weiterer Einflussfaktor hinzu. Laut Heilmann (2005, S. 34) ist die Auswirkung des Emissionshandels auf den Strompreis ungewiss. Der Emissionshandel könnte wie eine Stromsteuer zu einer Erhöhung des Strompreises führen. Möglich wäre, neben einer Weitergabe der real entstehenden Kosten, auch die Umlage der Opportunitätskosten auf den Endverbraucher. Dies würde gegenüber einer reinen Weitergabe tatsächlich entstehender Kosten zu einem wesentlich höheren Strompreis führen, da die Auswirkungen des Emissionshandels in seiner derzeitigen Ausgestaltung auf die Stromerzeugungskosten eher gering sind.

Die Wirkungen des Emissionshandels auf den Strompreis unter Berücksichtigung des europäischen Marktes im Zeitraum von 2005 bis 2010 untersucht Kemfert (2004, S. 647f.) mit Hilfe des Modells EMELIE (Electricity Market Liberalisation In Europe). Das Ergebnis der Analyse ist, dass der Strompreis, sowohl in Deutschland als auch in Europa, mit dem Zertifikatspreis steigt, da dieser die Kosten der Stromerzeugung ansteigen lässt. Folglich steigen die Strompreise je höher die Lizenzpreise steigen. Unter den Bedingungen des vollständigen Wettbewerbs ist der Anstieg der Preise jedoch deutlich geringer als in einem oligopolistischen Markt. Der von Kemfert beschriebene Zusammenhang des Strom- und Lizenzpreises ist deutlich zu erkennen bei einem Vergleich der **Grafik 4**, welche den Strompreisindex des Verbands der

Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK-Strompreisindex)¹⁹ zeigt, mit der **Grafik 3** aus Kapitel 3.1.3, Seite 33, welche den Verlauf des European Carbon Index darstellt. So ist der European Carbon Index seit Anfang März 2005 von ca. 10 €/EUA auf über 20 €/EUA im Juli 2005 stark angestiegen. Gleiches gilt für den VIK-Strompreisindex, welcher um 21 Indexpunkte von ca. 126 im März 2005 auf 147 im Juli 2005 zunahm. Der kurze Einbruch des Carbon Index von Spitzenwerten von fast 30 €/EUA auf Werte knapp unter 20 €/EUA im Juli 2005 hatte keinen erkennbaren Einfluss auf den VIK-Strompreisindex. Dies mag daran gelegen haben, dass der VIK-Strompreisindex auf Terminmärkten basiert und deshalb auf kurzfristige Schwankungen des Lizenzpreises nicht reagiert.



Grafik 4: Verlauf des VIK-Strompreisindex für Mittelspannung im Zeitraum von Januar 2002 bis Juli 2005.

Quelle: In Anlehnung an Van Plüer (2005, S. 1).

Eine Prognose des EWI und der Prognos AG (2005, S. XXII) rechnet bis 2010 mit einer Verdopplung des realen Großhandelsstrompreises gegenüber den Preisen des Jahres 2000. Nach 2010 wird eine unterschiedliche Entwicklung der Strompreise für Industrie und Haushalte erwartet. Während der Industriestrom aufgrund der leicht ansteigenden Großhandelspreise im Preis weiter leicht zunimmt, wird der Strompreis für die Haushalte leicht sinken, da sich eine Senkung des Netzpreises bemerkbar machen wird. Begründet wird diese Prognose mit dem durch die Liberalisierung des Strommarktes im Jahre 2000 unter die kurzfristigen Grenzkosten gesunkenen Strompreises, der bis zum Jahr 2010 wieder auf die Höhe eines vollkostendecken-

¹⁹ Der VIK-Strompreisindex basiert auf dem Durchschnittspreis des Vormonats am EEX-Terminmarkt sowie den Netznutzungskosten für Mittelspannung (Van Plüer, S. 1).

den Strompreises steigen wird, wobei zunehmende Primärenergieträgerpreise und sinkende Netzpreise berücksichtigt werden.

Das EWI und die Prognos AG (2005, S. XXII) gehen von einem Zertifikatspreis von weniger als 10 €/EUA in der ersten Emissionshandelsperiode und einem weiteren Anstieg des Zertifikatspreises - unter Annahme einer moderaten Klimaschutzpolitik und einer wachsenden Bedeutung des Emissionshandels - bis ins Jahr 2030 auf ca. 15 €/EUA aus. Zurzeit bewegt sich das Preisniveau von Emissionsrechten jedoch bereits bei ca. 20 € pro Tonne CO₂. Dies ist wesentlich höher als der durch das EWI und der Prognos AG angenommene Zertifikatspreis. Sollten sich die Zertifikatspreise weiterhin auf diesem Preisniveau bewegen, ist, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Modelluntersuchung von Kemfert (2004), ein stärkerer Anstieg der Strompreise zu erwarten als durch das EWI und die Prognos AG prognostiziert wurde.

4. Fazit

Am 1. Januar 2005 startete der europäische CO₂-Emissionshandel. Ein Emissionshandelssystem bietet eine effiziente und effektive Möglichkeit, ein vorgegebenes Emissionsminderungsziel zu erreichen. Emittenten mit hohen Emissionsvermeidungskosten können Emissionsrechte zukaufen, wenn ihnen eine Minderungsmaßnahme zu teuer erscheint. Verkäufer derartiger Rechte sind hingegen Emittenten, die Emissionsminderungsmaßnahmen deutlich kostengünstiger durchführen können als Emissionsrechte zu halten und zu nutzen. Auf diese Weise wird in einer Volkswirtschaft die Emissionsminderung von denjenigen Emittenten geleistet, denen dies zu geringsten Kosten möglich ist. Fraglich ist jedoch, ob das Emissionshandelssystem der Europäischen Union und speziell die deutsche Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie durch den deutschen NAP sowie dem ZuG 2007 eine Umsetzung in diesem Sinne garantieren können.

Eine kritische Analyse der europäischen Emissionshandelsrichtlinie ergab, dass die in der Richtlinie 2003/87/EG festgeschriebene Garantie der kostenlosen Verteilung von 95% der Emissionsrechte in der ersten Emissionshandelsperiode und 90% der Emissionsrechte in der zweiten Emissionshandelsperiode eine Schwachstelle darstellt. Eine Gratisverteilung, z.B. durch das Grandfathering-Prinzip oder mittels Benchmarks, ermöglicht es diversen Lobbygruppen, Einfluss auf die Verteilung zu nehmen und so eventuell eine Überausstattung mit Emissionsrechten einzelner Sektoren einer Volkswirtschaft oder eine Bevorzugung einzelner Industriezweige zu erreichen. Eine Betrachtung des deutschen NAP zeigt eine deutliche Benachteiligung der Sektoren des Verkehrs und der Haushalte gegenüber den Sektoren der Industrie und Energiewirtschaft. Die Sektoren des Verkehrs und der Haushalte nehmen zwar nicht am Emissionshandel teil, müssen jedoch auch ein Minderungsziel erfüllen, damit das Gesamtminderungsziel des Landes erfüllt werden kann. Eine Verteilung der Emissionsrechte über Auktionen wäre vorteilhafter als die kostenlose Zuteilung der

Lizenzen. Die Auktion hätte den Vorzug einer bedarfsgerechten Verteilung der Emissionsrechte und würde so eine Überausstattung einzelner Emittenten verhindern. Auch würden bereits vor Handelsaufnahme erste Preissignale an den Markt gegeben. Ein weiterer Vorteil wäre die Einschränkung der Einflussnahme auf die Verteilung durch verschiedene Lobbygruppen. Ob Auktionen zur Lizenzverteilung jedoch durchzusetzen sind, ist im höchsten Maße fraglich, da mit erheblichem Widerstand diverser Interessengruppen zu rechnen ist. Als weiterer Kritikpunkt an der europäischen Emissionshandelsrichtlinie kann angebracht werden, dass die Verteilung von Emissionsrechten den einzelnen Mitgliedsstaaten überlassen bleibt. Dies eröffnet Mitgliedsstaaten unter Umständen die Möglichkeit, die Emissionsrechtemenge unilateral zu erhöhen, um der heimischen Volkswirtschaft gegenüber anderen europäischen Volkswirtschaften einen Vorteil zu verschaffen. So gehören nur Großbritannien und Deutschland zu den Teilnehmerstaaten, deren im NAP vorgesehene Gesamtemissionsmenge nicht die Emissionen von 1990 übersteigt.

In Deutschland ist die Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie durch den deutschen NAP und das ZuG 2007 durch zahlreiche Ausnahmeregeln geprägt. So hat beispielsweise die Early-Action-Regel eine zwölfjährige Ausnahme von Minderungsverpflichtungen von ostdeutschen, nach der Wiedervereinigung sanierten Braunkohlekraftwerken zur Folge, obwohl bekannt ist, dass insbesondere Braunkohlekraftwerke hohe Emissionswerte haben. Des Weiteren haben die Zuteilungsregeln für Neuanlagen sowie die Ersatzanlagenübertragungsregel wettbewerbsverzerrende Wirkungen, da eine Zuteilung von Emissionsrechten aufgrund der Ersatzanlagenregel erheblich vorteilhafter ausfällt als eine Zuteilung nach der Neuanlagenregel. Eine derartige Begünstigung von Ersatzanlagen stellt eine Markteintrittsbarriere dar, welche Neuaniern den Zugang zum Markt verwehrt oder zumindest erschwert. Die Regelung über eine Sonderzuteilung bei Einstellung des Betriebs von Kernkraftwerken hat ebenso Wettbewerbsverzerrungen zur Folge. Zweck dieser Sonderzuteilung ist eine Kompensation erhöhter Emissionen, die aufgrund einer verstärkten Nutzung anderer konventioneller Kraftwerke statt der nicht emittierenden Kernkraftwerke entstehen. In der Praxis sind jedoch die Emissionen, welche aufgrund einer stärkeren Auslastung der konventionellen Kraftwerke bei einer Kernkraftwerksstilllegung anfallen, höher als die Sonderzuteilung. Betroffene Unternehmen müssen Emissionsrechte zukaufen, um den Betrieb nicht einschränken zu müssen. Dies führt zu einer Benachteiligung von Unternehmen, welche aufgrund des Atomgesetzes (AtG) ihre Kernkraftwerke stilllegen müssen, gegenüber Betreibern von ausschließlich konventionellen Kraftwerken. Die Befürchtung, dass aufgrund der umfangreichen Ausnahmeregelungen des ZuG 2007 und einer hohen bzw. ausreichenden Emissionsrechtzuteilung viele Emittenten keine nachhaltigen Emissionsminderungsmaßnahmen durchsetzen müssen und so nur eine geringe Nachfrage nach Emissionsrechten entsteht, ist bisher nicht eingetreten. Nach einem eher verhaltenen Start des Emissionsrechtshandels sind die Handelsvolumina stetig angestiegen und das derzeitige

Preisniveau der Emissionsrechte von über 20 €/EUA übertrifft alle Erwartungen. Dennoch ist anzumerken, dass in Deutschland und den anderen Mitgliedsstaaten eine oligopolistische Verteilung der Emissionsrechte erfolgt ist. Diese kann den Trend zu einem Preisanstieg der Emissionsrechte auslösen. Ein Schritt zur Verbesserung des Emissionshandelssystems wäre eine Erweiterung des Systems auf andere Sparten wie z.B. auf andere Treibhausgase, um die oligopolähnliche Verteilung der Lizenzen durch eine Integration weiterer Emittenten aufzuheben.

In Deutschland ist insbesondere der Energieversorgungssektor, welcher allein für ca. 38% der gesamten deutschen Emissionen verantwortlich ist, vom Emissionshandel betroffen. Folglich hat der Emissionshandel erhebliche Auswirkungen auf diesen Sektor. Der Einfluss auf den aktuellen Kraftwerkpark und dessen Einsatz zur Deckung des deutschen Strombedarfs wird jedoch als eher gering eingeschätzt. Die Merit-Order würde erst bei sehr hohen Emissionslizenzpreisen geändert werden, da viele Kraftwerke aufgrund der zahlreichen Ausnahmeregeln des Zuteilungsgesetzes keine umfangreichen Emissionsminderungsmaßnahmen durchsetzen oder Emissionsrechte hinzukaufen müssen. Auch begünstigt der geringe und konstante Braunkohlepreis den Weiterbetrieb von Braunkohlekraftwerken in der Grundlast gegenüber Kraftwerken auf Steinkohle- oder Gasbasis, deren Primärenergieträgerpreise höher sind und dazu in letzter Zeit einen konstanten Anstieg zu verzeichnen haben. Dennoch wird der Strompreis aufgrund einer Weitergabe der durch den Emissionshandel entstehenden Kosten sowie der Opportunitätskosten an die Verbraucher weiter steigen. Insgesamt wird bis zum Jahr 2010 eine Verdopplung des Preises aus dem Jahr 2000 erwartet. Von den Preissteigerungen profitieren insbesondere Betreiber von Kernkraftwerken sowie emissionsfreien Kraftwerken auf Basis der erneuerbaren Energien, da diese Kraftwerkstypen kein CO₂ emittieren. Einen stärkeren Einfluss hat der Emissionshandel auf Kraftwerksneuinvestitionen. Um eine sich auftuende Kapazitätslücke in der Stromversorgung zu schließen, wird in Zukunft mit zahlreichen Investitionen in neue Kraftwerke gerechnet. Der Emissionshandel und das deutsche Zuteilungsgesetz setzen deutliche Anreize für Investitionen in Kraftwerke mit geringen Emissionswerten wie z.B. Kraftwerke auf Erdgas- oder Steinkohlebasis. Mit verstärkten Investitionen in Kraftwerke auf Grundlage der erneuerbarer Energien ist aufgrund der fehlenden Grundlastfähigkeit dieser Kraftwerke und der zum Teil noch nicht ausgereiften technischen Entwicklung nicht zu rechnen. Bei Ersatzinvestitionen in GuD-Kraftwerke oder auch in Steinkohlekraftwerke entstehen sogar Überschüsse an Emissionsrechten, welche von den Unternehmen am Markt abgesetzt werden können oder für die Deckung von Emissionen aus Altanlagen genutzt werden können. Doch spielt bei zukünftigem Investitionsverhalten nicht nur der Emissionshandel eine Rolle, sondern auch die Primärenergieträgerpreise und die zukünftige technische Entwicklung. Neben einer beständigen technischen Weiterentwicklung der Kraftwerke werden in Zukunft für Primärenergieträger wie z.B. Steinkohle oder Gas – Braunkohle ausgenommen – steigende Preise erwartet. Im Endeffekt wird dennoch

mit verstärkten Investitionen in Kraftwerke auf Erdgas- oder Steinkohlebasis gerechnet. Allerdings wird auch weiterhin in die emissionsintensiveren Braunkohlekraftwerke investiert werden, da Braunkohle auch in Zukunft zu verhältnismäßig geringen Preisen bezogen werden kann. Eine gravierende Änderung der Merit-Order, neben der verstärkten Positionierung von Steinkohle- sowie GuD-Kraftwerken in der Mittellast, ist in der Zukunft nur bei einem starken Anstieg der Zertifikatspreise auf ca. 40 €/EUA zu erwarten. Bei dem derzeitigen Preisniveau von etwas über 20 €/EUA ist noch nicht mit einem Vordringen von GuD-Kraftwerken in die Grundlast zu rechnen.

Die Umsetzung des Emissionshandels in der Europäischen Union befindet sich in einer Anfangsphase. Die erste Emissionshandelsperiode von 2005 bis 2007 wird dementsprechend als „Versuchsperiode“ angesehen. Wie sich die europäische Emissionshandelsrichtlinie und deren nationale Umsetzung auf die deutsche Energiewirtschaft im Einzelnen auswirken, ist zurzeit noch kaum geklärt. Diese Wirkungsbeziehung bedarf einer weiteren genauen Analyse, welche sich auf die empirischen Erkenntnisse aus der Praxis stützen sollte.

Literaturverzeichnis

Bankengruppe der Kreditanstalt für Wiederaufbau, KfW (2005): Preisexplosion am Zertifikatemarkt: Marktbericht EU-Emissionshandel für den Zeitraum 1.1.2005 bis 30.06.2005. In: Umweltmonitor, August, S. 15 – 20.

Betz, Regina u. Schleich, Joachim u. Wartmann, Silke Christina (2003a): Flexible Instrumente im Klimaschutz: Emissionsrechtehandel, Joint Implementation, Clean Development Mechanism; eine Anleitung für Unternehmen. hrsg. v. Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg, EnBW AG, Stuttgart.

Betz, Regina u. Böttcher, Stefan u. Butzengeiger, Sonja u. Holtmeyer, Günther u. Kobes, Stefan u. Meinel, Juliane u. Schmalholtz, Michael (2003b): Benchmarks. Themenpapier hrsg. v. Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes“, Link: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/themenpapier_ergebnisvermerk_benchmark_umfrage_mai03.pdf, Erstelldatum: August 2003, Abfragedatum: 20.04.2005.

Betz, Regina u. Eichhammer, Wolfgang u. Schleich, Joachim (2004): Designing National Allocation Plans for EU Emissions Trading – A First Analysis of the Outcome. In: Energy & Environment, Vol. 15, Nr. 3, S. 375 – 425.

Bode, Sven (2004): „Schmutzige“ Zertifikate? Anmerkung zum „Golden Standard“ für CDM-Projekte. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 6, S. 410 – 411.

Bode, Sven u. Butzengeiger, Sonja (2003): Zur kostenlosen Allokation von Emissionsrechten in Deutschland. In: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, Jg. 26, Heft 3, S. 287 – 308.

Bode, Sven u. Hübl, Lothar u. Schaffner, Joey u. Tveleemann, Sven (2005): Ökonomische und wettbewerbliche Wirkungen der Übertragungs- und der Kompensationsregel des Zuteilungsgesetzes 2007 auf die Stromerzeugung. HWWA-Report, Nr. 252.

Borgmann, Eberhard (2004): Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt., Link: <https://fridolin.tu-freiberg.de/archiv/pdf/Wirtschaftswissenschaften/BorgmannEberhard678866.pdf>, Erstelldatum: 30.06.2004, Abfragedatum: 15.07.2005.

Briese, Dirk u. Pabsch, Marcus (2004): Marktanalyse: Bis 2020 mindestens 45 Kraftwerksneubauten in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 1/2, S. 72 – 75.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU (2004a): Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 – 2007. Link: www.bmu.de/files/nap_kabinettsbeschluss.pdf, Erstelldatum: 31.05.2004, Abfragedatum: 15.05.2005.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, BMU (2004b): Welches Unternehmen erhält wie viele Zertifikate? Link: <http://www.bmu.de/emissionshandel/doc/5755.php>, Erstelldatum: 06.04.2004, Abfragedatum: 20.06.2005.

Butzengeiger, Sonja u. Michaelowa, Axel (2004): The EU Emissions Trading Scheme – Issues and Challenges. In: Intereconomics, May/June, S. 116 – 118.

Döring, Thomas u. Ewringmann, Dieter (2004): Europäischer CO₂-Emissionshandel, nationale Gestaltungsspielräume bei der Vergabe von Emissionsberechtigungen und EU-Beihilfenkontrolle. In: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, Jg. 27, Heft 1, S. 27 – 46.

Ebsen, Peter (2004): Emissionshandel in Deutschland – Ein Leitfaden für die Praxis. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Ehrmann, Markus (2005): Verknüpfung des Emissionshandels mit den “flexiblen Mechanismen” des Kyoto-Protokolls. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 55, Heft 1/2, S. 38 – 44.

Erdmann, Georg (2004): Liberalisierung versus Versorgungssicherheit im Strommarkt – Erfahrungen aus Deutschland und Europa. In: TU INTERNATIONAL, Nr. 55, S. 8 – 11.

EU-Kommission (2004): Entscheidung der Kommission vom 29. Januar 2004 zur Festlegung von Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2004) 130.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI u. Prognos AG (2005): Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Kurzfassung. Link: www.ewi.uni-koeln.de/content/e266/e563/e3009/EnergiereportIV_Kurzfassung_de_ges.pdf, Erstelldatum: April 2005, Abfragedatum: 04.07.2005.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI (a): Das GEMS-Modell – Hintergrund und Modellstruktur. hrsg. v.: ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Link: http://www.ewi.uni-koeln.de/content/e21/e109/e1202/e876/GEMSModellbeschreibung_ger.pdf, Abfragedatum: 07.07.05.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, EWI (b): CEEM-Modellbeschreibung. hrsg. v.: ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Link: <http://www.ewi.uni-koeln.de/content/e21/e109/e704/e937/CEEM.pdf>, Abfragedatum: 07.07.05.

Fehl, Ulrich u. Schwerd, Joachim (2004): Das Kyoto-Protokoll – Emissionshandel als Problem internationaler Wirtschaftspolitik. In: Apolte, Thomas u. Caspar, Rolf u. Welfens, Paul J. J. (Hrsg.): Ordnungsökonomische Grundlagen nationaler und internationaler Wirtschaftspolitik. Schriften zu Ordnungsfragen der Wirtschaft, Band 74, Stuttgart: Lucius & Lucius, S. 155 – 177.

Fichtner, Wolf (2005): Emissionsrechte, Energie und Produktion. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Graichen, Patrick u. Requate, Till (2005): Der steinige Weg von der Theorie in die Praxis des Emissionshandels: Die EU-Richtlinie zum CO₂-Emissionshandel und ihre nationale Umsetzung. In: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, Band 6, Heft 1, S. 41 – 56.

Hansjürgens, Bernd u. Gagelmann, Frank (2004): Zur Ausgestaltung des Handelssystems im europäischen CO₂-Emissionshandel. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 4, S. 234 – 238.

Heilmann, Sven (2005): Abgaben- und Mengenlösungen im Klimaschutz – Die Interaktion von europäischem Emissionshandel und deutscher Ökosteuer. In: Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge, Nr. 05-2, hrsg. v. Finanzwissenschaftliches Forschungsinstitut an der Universität zu Köln.

Heinrichs, Martin (2005): Umfangreiche Proteste gegen Zuteilung der Emissionszertifikate. In: EuroHeat & Power, Nr. 1-2, S. 26.

Hoffmann, Tim (2004): Effizienzkosten hybrider CO₂-Regulierung in Deutschland. In: ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 28, Heft 4, S. 255 – 262.

Jung, Torsten (2004): Vorbereitung auf den Treibhausgasemissionshandel. In: EuroHeat & Power, Jg. 33, Heft 6, S. 22 – 27.

Kemfert, Claudia (2003): Märkte unter Strom: Die Folgen der Strommarkliberalisierung. In: Einblicke, Nr. 38, S. 12 – 14.

Kemfert, Claudia (2004): Der europäische Strommarkt zwischen Liberalisierung und Klimaschutz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 10, S. 646 – 648.

Kemfert, Claudia u. Diekmann, Jochen u. Ziesing, Hans-Joachim (2004): Emission Trading in Europe: Effective Tool or Flight of Fancy? In: Intereconomics, Vol. 39, Nr. 3, S. 119 - 121.

Kramer, Nikolaus (2002): Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt. Link: <https://fridolin.tu-freiberg.de/archiv/pdf/WirtschaftswissenschaftenKramerNikolaus615248.pdf>, Erstelldatum: 02.12.2002, Abfragedatum: 20.07.05.

Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change (1997): Link: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>, Abfragedatum: 12.05.2005.

Maslaton, Martin u. Hauk, Ulrich (2004): Emissionshandel – der rechtliche Rahmen. In: ew, Jg. 103, Heft 26, S. 20 – 22.

May, Hanne (2004): Grobe Schnitzer. In: neue energie, Nr. 4, S. 14 – 20.

Meilinger, Stefanie u. Steinbrecher, Nils u. Meyer, Jörg (2005): Vorschläge für einen effizienteren Emissionshandel. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 55, Heft 1/2, S. 45 – 48.

Meinecke, Mario (2004): Ein fauler Kompromiss. Der Weg zum Nationalen Allokationsplan in Deutschland. In: Ökologisches Wirtschaften, Nr. 3-4, S. 6 – 7.

Michaelowa, Axel (2001): Rio, Kyoto, Marrakesh – groundrules for the global climate policy regime. In: HWWA Discussion Paper, No. 152.

Michaelowa, Axel (2004a): Clean Development Mechanism und Joint Implementation. In: Lucht, Michael und Spangardt, Gordon (Hrsg.): Emissionshandel. Springer: Heidelberg, S.137 – 152.

Michaelowa, Axel (2004b): Großzügige Versorgung der Großemittenten mit CO₂-Emissionsrechten. In: Wirtschaftsdienst 2004, Jg. 84, Heft 5, S. 325 – 328.

Müsgens, Felix (2004): Market Power in the German Wholesale Electricity Market. EWI Working Paper, Nr. 04.03.

Nill, Moritz u. Pelchen, Arthur u. Metzger, Berthold (2004): Europaweiter Emissions-rechtehandel – Chancen für die KWK? In: EuroHeat&Power, Jg. 33, Heft 9, S. 14 – 18.

Oppermann, Klaus (2004): Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klima- und Energiepolitik: Emissionsminderungsgutschriften und ihre Nutzung in Deutschland und Europa. Mittelstands- und Strukturpolitik, hrsg. v. KfW Bankengruppe, Nr. 31.

Peek, Markus u. Bartels, Michael u. Gatzert, Christoph (2004): Modellgestützte Analyse der Auswirkungen des CO₂-Zertifikatehandels auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 28, Heft 1, S. 65 – 73.

Peterson, Sonja (2004): Monitoring, accounting and enforcement in emission trading regimes. In: Greenhouse Gas Emission Trading and Projekt-based Mechanisms, hrsg. v. OECD, Paris, S. 189 – 205.

Pfaffenberger, Wolfgang u. Hille, Maren (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Hrsg. v. bremer energie institut, Link: http://www.vre-online.de/vre/veroeffentlichungen/20040202_Endbericht_BEI.pdf, Erstelldatum: Januar 2004, Abfragedatum: 06.06.2005.

Prognos (2002): Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft, Link: http://www.prognos.de/pdf/gutachten_braunkohle.pdf, Erstelldatum: 16.10.2002, Abfragedatum: 03.07.2005.

Rahmeyer, Fritz (2004): Europäische Klimapolitik mit handelbaren Emissionslizenzen. Volkswirtschaftliche Diskussionsreihe, Nr. 257, hrsg. v. Universität Augsburg.

Reckow, Jörg (2004): Die Veränderung der Investitionsanreize für den Kraftwerksbau in Deutschland. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Nr. 28, Heft 4, S. 263 – 270.

Richtlinie 2003/87/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union L275 vom 25.10.2003.

Richtlinie 2004/101/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel

mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. In: Amtsblatt der Europäischen Union L338/18 – L338/23 vom 13.11.2004.

Schafhausen, Franzjosef (2004): Der Markt für CO₂-Zertifikate. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 28, Heft 4, S. 239 – 254.

Schilling, Hans-Dieter (2004): Wie haben sich die Wirkungsgrade der Kohlekraftwerke entwickelt und was ist künftig zu erwarten? Link: <http://www.energiefakten.de/PDF/wirkungsgrade.pdf>. Erstelldatum: 20.02.2004, Abfragedatum: 03.06.2005.

Schleich, Joachim u. Betz, Regina (2004): EU Emissions Trading and Transaction Costs for Small and Medium Sized Companies, In: Intereconomics, Vol. 39, Nr. 3, S. 121 – 123.

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Gesetz zur Umwandlung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft. In: Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 35, ausgegeben zu Bonn am 14. Juli 2004.

Van Plüer, Carsten (2005): VIK-Strompreisindex Mittelspannung. Link: <http://www.vik.de/fileadmin/vik/Strompreisindex/Index-Grafik.pdf>, Erstelldatum: Juli 2005, Abfragedatum: 02.08.2005.

Van Plüer, Carsten: Start des neuen VIK-Strompreisindex., Link: http://www.vik-online.de/infocenter/vik_strompreisindex/stromindex-inhalt.htm, Abfragedatum: 01.08.2005, S. 1.

Vesterdal, Morten u. Svendsen, Gerd Tinggaard (2004): How should greenhouse gas permits be allocated in the EU? In: Energy Policy, Nr. 32, S. 961 – 968.

Voss, Gerhard (2003): Klimapolitik und Emissionshandel: die Ökonomie im versorgenden Klimaschutz. Köln: Deutscher Industrieverlag.

Zander, Frank u. Merten, Dieter (2004): Einfluss des CO₂-Emissionshandels auf die „Merit Order“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 54, Heft 1/2, S. 58 – 65.

Zuteilungsgesetz 2007, ZuG 2007 (2004): Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007. In: Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2004, Teil I, Nr. 45, ausgegeben zu Bonn am 30.08.2004.

Jenaer Beiträge zur Wirtschaftsforschung

Jahrgang 2006

Watzka, K., 2006, JETT-M - Jenaer Entrepreneur Test & Training Modul - Ein Assessment-Center für Unternehmensgründer, Jenaer Beiträge zur Wirtschaftsforschung Heft 1, Fachbereich Betriebswirtschaft, Fachhochschule Jena.

Jahrgang 2005

Gerlach, A.; Sauer, T., Stoetzer, M., 2005, Formen und regionale Verteilung des Wissenstransfers von Hochschulen – Eine repräsentative Fallstudie für Jena, Jenaer Beiträge zur Wirtschaftsforschung Heft 1, Fachbereich Betriebswirtschaft, Fachhochschule Jena.